



**“HACIA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA,
PERFECCIONAMIENTO A LA REGULACIÓN DE ENERGÍAS
RENOVABLES NO CONVENCIONALES”**

**Trabajo de Investigación presentado
para optar al Grado Académico de
Magíster en Regulación y Gestión de Servicios Públicos**

Presentado por

Sr. Alexander Alain Zanabria Sequeiros

Asesor: Profesor Pedro Gamio Aita

2019

Agradezco a Dios por darme fortaleza, a mi Ariana por tanto cariño y amor, a mis padres por su paciencia y confianza, y a mi asesor por su orientación y tiempo.

Resumen ejecutivo

El presente trabajo de investigación pretende perfeccionar la regulación de las energías renovables no convencionales en el contexto actual de transición energética hacia el uso de fuentes de generación eléctrica menos contaminantes, donde países como Arabia Saudita (primer exportador de crudo) tienen como meta al 2023, que la generación eléctrica a través de fuentes de recursos energéticos renovables no convencionales (en adelante RER) representen el 10 % de su matriz energética. La Unión Europea, al 2030, tendrá un 30 %; Colombia, Chile, Ecuador y Argentina, un 20 %; sin embargo, el Perú no tiene un trazo definido.

Para hacer posible la transición, se requiere voluntad política y el perfeccionamiento de la regulación actual. Para ello es necesario tomar los compromisos asumidos por el Estado en materia ambiental, y las políticas energéticas actualmente vigentes. En ese sentido, para el perfeccionamiento de la regulación actual fue necesario identificar algunas barreras regulatorias que impiden el desarrollo sostenible de las RER en el Perú. Se analizó tres componentes del mercado eléctrico nacional: (i) al mercado mayorista coordinado y gestionado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), (ii) al mercado regulado y libre, y (iii) a la política y regulación que gestiona el trazo de las líneas de transmisión.

Entre las propuestas de mejora que se plantea está la de considerar las externalidades como un costo social que se suma al costo variable de los generadores de electricidad al momento del despacho de energía gestionado y operado por el COES en el mercado mayorista. Además, se propone perfeccionar la regulación de potencia firme de las centrales RER, considerando para ello los resultados anuales de las plantas eólicas y solares que actualmente están en operación, datos que comprueban la confiabilidad y garantía de estas tecnologías, operando dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Por otro lado, se plantea modificar las subastas realizadas por los distribuidores en el mercado regulado de energía, y establecer los denominados “estándares de cartera renovable” como mecanismo regulatorio para exigir que las empresas distribuidoras acrediten que un porcentaje de sus ventas de energía en cada año calendario haya sido comercializado a partir de la generación que utiliza fuentes de energía renovables no convencionales, propia o contratada. Asimismo, se considera cambios sustanciales en la forma de planificación de las líneas de transmisión. Se propone que se tomen en cuenta los lugares o locaciones geográficas de gran potencial energético para las RER.

Índice de contenidos

Índice de tablas.....	vii
Índice de gráficos.....	viii
Índice de anexos.....	ix
Capítulo I. Introducción	1
Capítulo II. Aspectos generales.....	3
1. Justificación.....	3
1.1. Contaminación al medio ambiente	3
1.2. Contexto actual.....	5
1.3. Política y regulación.....	7
1.4. Justificación.....	8
2. Antecedentes	9
3. Planteamiento del problema	10
3.1. Delimitación del tema de investigación	10
3.2. Problema de investigación	10
3.2.1. Problema general.....	10
3.2.2. Problema específico	10
3.2.3. Pregunta general.....	10
3.2.4. Preguntas específicas.....	10
3.3. Hipótesis y variables de investigación	11
3.3.1. Hipótesis general	11
3.3.2. Hipótesis especificadas	11
3.3.3. Variables	12
4. Objetivos del trabajo de investigación	12
4.1. Objetivo general	12
4.2. Objetivos específicos.....	12
5. Metodología	12

Capítulo III. Marco teórico	13
1. Marco normativo e institucional	13
2. Participación de las RER en el mercado de energía.....	13
2.1. Tipos de subastas RER.....	14
3. Marco teórico simplificado	15
3.1. Mercado mayorista.....	15
3.1.1. Externalidades positivas y negativas de la generación eléctrica	16
3.2. Mercado libre y regulado	17
3.2.1. Mercado libre	17
3.2.2. Mercado regulado.....	18
3.3. Planificación de las líneas de transmisión y metas trazadas.....	20
 Capítulo IV. Desarrollo del tema	 22
1. Introducción	22
1.1. Producción eléctrica del SEIN	25
2. Mercado mayorista.....	26
2.1. Externalidades positivas y negativas de la generación eléctrica	28
2.2. Porcentaje de participación de las RER en el SEIN	37
3. Mercado libre	41
3.1. Potencia firme	41
3.2. Potencia firme en las RER	42
3.3. Potencia firme en la energía eólica	43
3.4. Potencia firma en la energía solar	46
3.5. Mercado regulado.....	48
3.5.1. Sistema de cuotas para regular las licitaciones	50
3.6. Transición energética mundial hacia el uso de las RER.....	51
4. Política energética en la planificación de las líneas de transmisión	51
4.1. Centralismo energético.....	51
 Capítulo V. Propuesta.....	 54
1. Propuestas 1 y 2: Mejora en el mercado mayorista.....	54

1.1. Propuesta 1: Respecto a la metodología para planificar el despacho de energía	54
1.2. Propuesta 2: Respecto a fijar un porcentaje de participación de las RER.....	54
2. Propuestas 3 y 4: Mejora en el mercado libre y regulado	55
2.1. Propuesta 3: Respecto al mercado regulado.....	55
2.2. Propuesta 4: Respecto al mercado libre	56
3. Propuesta 5: Mejora a la política.....	56
3.1. Política energética en la planificación de las líneas de transmisión	56
4. Revisión de casuística internacional que refuerza las propuestas	57
4.1. Respecto a los hallazgos encontrados en el mercado mayorista - Externalidades	57
4.1.1. Impuesto al carbono o impuesto a las emisiones	57
4.1.2. Régimen de comercio de derechos de emisión	58
4.2. Respecto a los Hallazgos encontrados en el mercado libre – Potencia Firme.....	59
4.3. Respecto a los hallazgos en el mercado libre – estándares de cartera renovable	61
4.3.1. Estados Unidos.....	61
4.3.2. Chile	62
4.3.3. México.....	63
4.3.4. China	64
4.4. Respecto a los hallazgos encontrados en la planificación de las líneas de transmisión	64
4.5. Respecto a los hallazgos encontrados en los porcentajes de participación fijados	65
Conclusiones y recomendaciones	67
1. Conclusiones	67
2. Recomendaciones.....	69
Bibliografía	70
Anexos	73

Índice de tablas

Tabla 1.	Variables	12
Tabla 2.	Plazos de licitaciones	19
Tabla 3.	Longitud de líneas de transición por capacidad de transmisión	21
Tabla 4.	Factor de planta para diferentes tecnologías	31
Tabla 5.	Costos de contaminación por tecnología en los receptores	33
Tabla 6.	Costos comparativos de generación eléctrica	35
Tabla 7.	Demanda y máxima capacidad RER al 2018	40
Tabla 8.	Características del proyecto Tres Hermanas y Marcona	44
Tabla 9.	Parques eólicos Perú (1 año = 8760 h)	46
Tabla 10.	Energía producida por la central solar Rubí	47
Tabla 11.	Propuesta de cambio a la metodología para planificar el despacho de energía	54
Tabla 12.	Propuesta de cambio respecto a implementar estándares de cartera renovable....	55
Tabla 13.	Propuesta de cambio respecto a potencia firme.....	56
Tabla 14.	Ventajas y desventajas del impuesto al carbono.....	58
Tabla 15.	Ventajas y desventajas del régimen de comercio de derechos de emisión	58
Tabla 16.	Potencia firme en Colombia	59
Tabla 17.	Potencia firme en EE. UU.	60
Tabla 18.	Potencia firme en Irlanda.....	60
Tabla 19.	Potencia firme en Francia	60
Tabla 20.	Potencia firme en EE. UU. Caiso	61
Tabla 21.	Objetivos de energía renovable en la generación de electricidad 2018	66
Tabla 22.	Objetivos y líneas de acción de la estrategia nacional de uso de las RER.....	69

Índice de gráficos

Gráfico 1.	Evolución de las emisiones de CO ₂ en el Perú según fuente energética, 1971-2014	3
Gráfico 2.	Distribución de las emisiones de CO ₂ mitigadas 2008-2016.....	4
Gráfico 3.	Producción anual, en miles de GW.h.....	5
Gráfico 4.	Producción por tipo de sistema (%).....	5
Gráfico 5.	Potencia efectiva del SEIN, en GW.....	6
Gráfico 6.	Participación por tipo de tecnología en la producción de energía 2000 – 2016	8
Gráfico 7.	Energía por subastar	14
Gráfico 8.	Costo de una externalidad negativa	17
Gráfico 9.	Modelo del mercado eléctrico peruano.....	22
Gráfico 10.	Evolución de la producción de energía con RER (% del total)	23
Gráfico 11.	Producción eléctrica SEIN, por fuente 2008 vs. 2016.....	25
Gráfico 12.	Producción por tipo de combustible - SEIN 2017	25
Gráfico 13.	Parque generador eléctrico óptimo	27
Gráfico 14.	Efecto de una externalidad negativa	28
Gráfico 15.	Relación entre costos y capacidad eficiente	31
Gráfico 16.	Composición óptima del SEIN a costos privados.....	32
Gráfico 17.	Costos por contaminación en centrales térmicas (miles de dólares)	34
Gráfico 18.	Relación entre costos y capacidad eficiente	35
Gráfico 19.	Participación en la potencia instalada.....	36
Gráfico 20.	Valores medios de velocidad diaria, mensual en el parque eólico Marcona	44
Gráfico 21.	Número de incentivos normativas y mandatos en RER por tipo 2014-2016.....	50
Gráfico 22.	Balance oferta y demanda.....	53
Gráfico 23.	Crecimiento en la generación renovable no hidroeléctrica de 2000 a 2016	62
Gráfico 24.	Capacidad instalada y energía generada 2018 en Chile.....	63

Índice de anexos

Anexo 1.	Marco normativo e institucional.....	74
Anexo 2.	Tipos de subasta RER.....	75
Anexo 3.	Valores medios mensuales de energía solar en kW.h/m ²	78
Anexo 4.	Licitaciones de largo plazo y empresas distribuidoras	79
Anexo 5.	Transición energética mundial hacia las RER	80
Anexo 6.	Cambios normativos para viabilizar la propuesta 1	83
Anexo 7.	Cambios normativos para viabilizar la propuesta 2.....	84
Anexo 8.	Cambios normativos para viabilizar la propuesta 3.....	85
Anexo 9.	Cambios normativos para viabilizar la propuesta 4.....	87
Anexo 10.	Cambios normativos para viabilizar la propuesta 5.....	88

Capítulo I. Introducción

El sector energético a nivel mundial está en un proceso de transición hacia el uso de energías renovables con la finalidad de mitigar los avances del calentamiento global. Para ello, los países utilizan políticas agresivas para incentivar y promover su uso; por ejemplo, la Unión Europea mantiene como meta al 2020 que su matriz energética esté conformada por 20 % de generación renovable y al 2030 por un 27 %. En esa línea, organizaciones multinacionales como el Banco Mundial afirmaron a finales del 2017 que dejarán de financiar proyectos que utilicen combustibles fósiles a partir del 2019. El Perú no es ajeno a esta transición, pues, según datos del Ministerio del Ambiente (Minam), el Perú genera hasta el 0,4 % del total de los gases de efecto invernadero en la Tierra; sin embargo, es el tercer país más vulnerable a los riesgos climáticos. Los principales sectores generadores de CO₂ son el vehicular, que representa un 40 %, y el eléctrico que representa un 24 % del total de emisiones de CO₂ (Osinerghmin 2017: 230). Ello dio origen al nacimiento de una política ambiental trascendental en el país, que es la promoción de la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

Sin embargo, el marco regulatorio del sector eléctrico tiene una orientación predominante hacia la promoción de la inversión privada, considerando la competencia que existe en la generación de energía y los precios competitivos que tienen las tecnologías convencionales como efectos para atraer inversiones. Prueba de ello son las inversiones realizadas en centrales termoeléctricas con la finalidad de utilizar y aprovechar el gas de Camisea. Esto trajo como consecuencia que al 2014 las emisiones de CO₂ en la industria eléctrica crecieran significativamente hasta llegar casi a los 60 millones de toneladas de CO₂ (Osinerghmin 2017: 232).

El primer paso para adecuarse a las tendencias regulatorias internacionales sobre mejora en la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, fue la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002 el año 2008. Es el principal instrumento regulatorio para promover la inversión en la generación de electricidad a través de las RER; en él se establece una serie de medidas que fortalecerían el desarrollo de las RER en el Perú, como fijar un porcentaje de participación en la producción nacional de electricidad, este porcentaje fue del 5 %¹ durante el primer quinquenio, no obstante, a 10 años de la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002, nunca se logró alcanzar el

¹ Decreto Legislativo 1002. Artículo 2.- Declaratoria de interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad; 2.2 El Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5 %) en cada uno de los años del primer quinquenio.

5 %. Es más, a febrero del 2018, la participación de las RER en el consumo nacional fue de 3,16 % (COES/DGE s.f.).

El mecanismo regulatorio que permite el uso de las RER en el Perú es la subasta. A través de ella, el Estado se encarga de licitar proyectos de generación renovable y las empresas compiten por la obtención de la buena pro del proyecto, con este sistema hasta la fecha se realizaron 4 subastas (2009, 2011, 2013 y 2015), que permitieron adjudicar 847,51 MW de potencia efectiva². Una crítica importante al desarrollo de los RER fueron los precios de adjudicación de las primeras subastas, llegando a precios entre 120 y 221 US\$ MW.h; sin embargo, la participación de estos generadores en el mercado eléctrico es mínima y representó el 0,5 % de la producción del sistema eléctrico el 2017. Por otro lado, la diferencia en precio de las primeras subastas y la última es cerca del 53 % en eólicas y 78 % solares (38-48 US\$/MW.h), estas representarían solamente el 2 % de la producción nacional al 2019 (Renpower Perú 2018). En la actualidad, el año 2017 en las subastas realizadas en México, el precio alcanzado para la generación eólica fue de US\$ 17/MW.h y la tendencia internacional es que los costos sigan bajando.

El trabajo tiene como objetivo buscar mayor participación de las RER en la matriz energética nacional a través del perfeccionamiento de la regulación, para ello, hacemos un análisis de las políticas energéticas y de la regulación sectorial, para conocer por qué actualmente la participación en el sistema eléctrico de las RER asciende a un 3 % del total (sin contar con las energías producidas a través de mini hidroeléctricas). Para ello, se desarrollan cinco capítulos, el segundo explica las razones más importantes que hacen que sea relevante una mayor participación de las RER en la matriz energética nacional, además del desarrollo de antecedentes del tema de estudio, planteamiento del problema y las posibles hipótesis que enmarcan el trabajo.

En el capítulo III se explica el marco teórico y normativo, donde se establecen todos los conceptos clave para el desarrollo del trabajo. En el capítulo IV se desarrolla el tema donde se identifican y se explican los problemas advertidos; en el capítulo V se presentan las propuestas, que serán sistematizadas en las conclusiones y recomendaciones.

² Potencia efectiva: Es el rendimiento real al que operan las centrales. Esto se basa en pruebas de potencia efectiva realizadas a ciertos estándares donde se le exige la máquina su máxima potencia. Este valor de potencia es considerado como insumo en los despachos diarios de energía como el valor máximo de la máquina.

Capítulo II. Aspectos generales

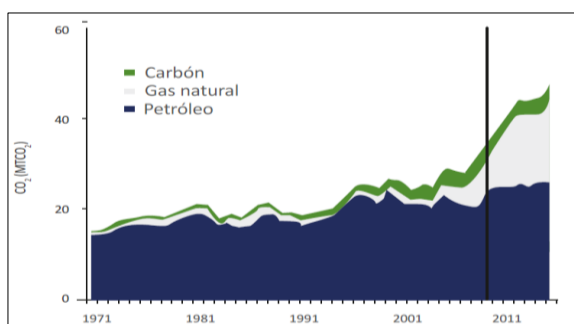
1. Justificación

El trabajo se justifica en el análisis de tres componentes: (i) contaminación ambiental, (ii) contexto actual de las RER y (iii) política y regulación de las RER.

1.1. Contaminación al medio ambiente

Un estudio elaborado por el área de Gestión de Políticas e Impacto Regulatorio del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) el 2016 señala que una de las principales actividades de generación de emisiones de CO₂ (dióxido de carbono) fue el sector eléctrico; de hecho, su contribución en la emisión del CO₂ fue 24 % del total (Osinergmin 2017: 232). Según el estudio señalado, estos datos se originan porque en el último decenio la promoción del uso del gas natural originó la construcción de centrales térmicas, cuya ventaja radicaba en los precios competitivos frente a otras tecnologías tradicionales y renovables. Esto trajo como consecuencia el aumento del nivel de emisiones de CO₂, todo ello a pesar de contar con una política energética nacional en pro del ambiente y con énfasis en las fuentes renovables a partir del 2008.

Gráfico 1. Evolución de las emisiones de CO₂ en el Perú según fuente energética, 1971-2014



Nota. MTCO₂ - Millones de toneladas de CO₂

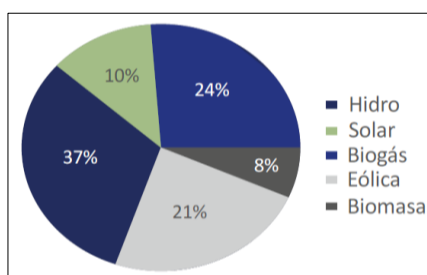
Fuente: IEA (2016). Elaboración: GPAE-Osinergmin

En caso de que no se tomen las medidas para mejorar la regulación, precisar políticas energéticas y una planificación estratégica, se continuará con el limitado desarrollo de las RER en el sector energético nacional y con la emisión desmedida de CO₂. En cuanto a este último punto, es preciso recordar que el sistema eléctrico peruano tiene un gran porcentaje de energía producida por termoeléctricas (tomando en cuenta que las principales fuentes de emisión de gases de efecto

invernadero son de naturaleza fósil, como los hidrocarburos). Según datos del Minam, el Perú genera hasta el 0,4 % del total de los gases de efecto invernadero en la Tierra; sin embargo, es el tercer país más vulnerable a los riesgos climáticos³.

En ese contexto es de gran importancia la generación eléctrica a través de tecnología RER como mitigador al cambio climático y disminución de CO₂. En esa línea, el informe denominado “Mythbusters, acabando con los mitos sobre las energías renovables”, elaborado por World Wildlife Fund – WWF (2018) señala que “cuadruplicar el consumo actual de energía renovable para el año 2035 (en el mundo) podría evitar hasta el 23 % de la reducción de las emisiones de CO₂ necesaria para estar encaminados hacia el objetivo 2 °C (dos grados centígrados de temperatura mundial)”. Cabe recordar que 2 °C de temperatura mundial fue lo adoptado en el Acuerdo de París durante la COP21, el cual, fue ratificado por el Perú. En esa línea, el gráfico 2 muestra que los proyectos adjudicados en las 4 subastas realizadas hasta el momento habrían mitigado aproximadamente 6,4 millones de toneladas de CO₂ durante el periodo comprendido entre el 2008 y 2016, la energía eólica contribuyó en un 21 % y la solar en un 10 % (Osinergrmin 2017: 233).

Gráfico 2. Distribución de las emisiones de CO₂ mitigadas 2008-2016



*Incluye las emisiones mitigadas de CH₄ expresadas en CO₂ equivalentes

Fuentes: COES y UNFCC. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

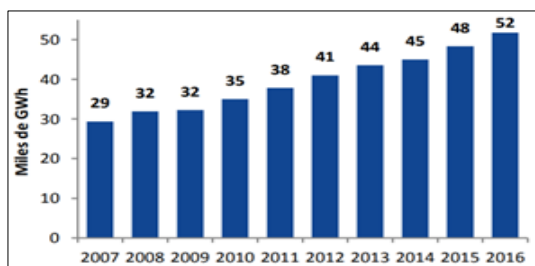
Estos datos justifican el uso de las fuentes RER para la generación de energía eléctrica, por ello cobra importancia su afianzamiento y crecimiento en la matriz energética nacional.

³ Reporte de Cambio Climático y desarrollo Sostenible en el Perú, Ministerio de Ambiente: a) El 52% de la población vive en condiciones de pobreza y un 21 % subsiste en condiciones de extrema pobreza (INEI, 2004). b) Un gran porcentaje de la población se dedica a la agricultura, la pesca y otras labores que son afectadas directamente por el clima. Tenemos 28 de los 35 climas identificados en el planeta (Senamhi, 2005). c) En la última década, las emergencias por peligros naturales se incrementaron más de 6 veces, el 72% de ellas fueron de origen climático. d) 90% de la población vive en zonas áridas, semiáridas y subhúmedas. f) En los últimos 30 años, hemos perdido el 22% de la superficie de nuestros glaciares, que son el 71 % de los glaciares tropicales del mundo. Esta pérdida representa 7 000 millones de metros cúbicos de agua, que equivale al consumo de la población de Lima durante 10 años. g) Al menos el 80% de nuestra electricidad se genera en centrales hidroeléctricas. h) Las instituciones tienen una capacidad de acción limitada. I) No contamos con suficientes recursos financieros ni tecnológicos para adaptarnos y actuar frente a estos problemas.

1.2.Contexto actual

El gráfico 3 muestra que para finales del 2016, la producción de electricidad en el SEIN y en los sistemas aislados totalizó 51.768 GW.h, lo cual representó un aumento del 7,1 % respecto al 2015 (48.348 GW.h). Del total, el 93,3 % fue generado por empresas del SEIN, mientras que el 6,7 % por las empresas auto productoras y de sistemas aislados.

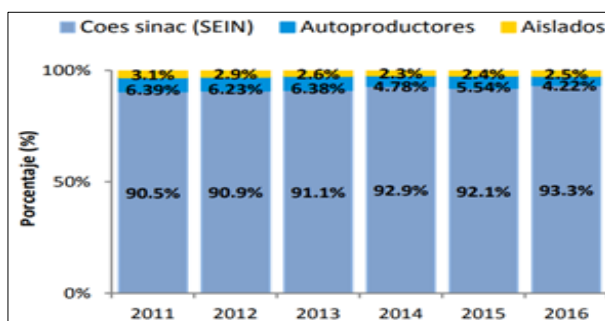
Gráfico 3. Producción anual, en miles de GW.h



Fuente: Reporte semestral de monitoreo del mercado eléctrico – Osinergmin (segundo semestre de 2016)

En cuanto a la generación por tipo de tecnología, el gráfico 4 muestra que para el año 2016 la producción nacional fue como sigue: (i) Tecnología hidráulica representó el 46,8 % de la producción nacional, (ii) la producción termoeléctrica representó el 50,7 % de la producción nacional, y (iii) el 2,5 % fue generado por tecnología RER (concentrada en biogás, biomasa, solar y eólica). Un dato importante es que, a comparación del 2015, la producción eléctrica proveniente de la generación hidráulica aumentó en 2,0 %, y la generación termoeléctrica creció en 10,4 %.

Gráfico 4. Producción por tipo de sistema (%)

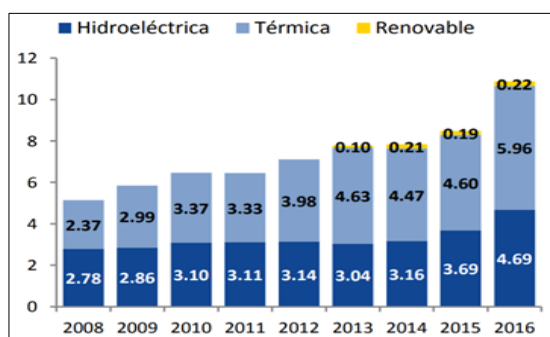


Fuente: Reporte semestral de monitoreo del mercado eléctrico - Osinergmin (segundo semestre de 2016).

Respecto de la potencia efectiva⁴ el gráfico 5 muestra que el SEIN alcanzó los 10.869 MW, aumento en 28,01% respecto al 2015. Este incremento se debió a la incorporación de nuevas instalaciones al SEIN durante el 2016, destacando la puesta en operación comercial de la central termoeléctrica de Puerto Bravo (631,8 MW) y las centrales hidroeléctricas de Chaglla (467 MW) y Cerro del Águila (513,84 MW). En consecuencia, la potencia efectiva total, a diciembre del 2016, de las centrales térmicas, hidráulicas y RER se incrementó en 29,49 %, 26,99 % y 12,43 %, respectivamente.

En el año 2017 entraron en operación comercial 55,8 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas (Marañón 18,4 MW, Yarucaya 17,5 MW y Potrero 19,9 MW), 130,5 MW a centrales termoeléctricas (Iquitos 77,7 MW y Malacas 52,8 MW), y 21,7 MW a una central de biomasa (San Jacinto). En lo que va del año 2018, ingresaron en operación dos centrales solares fotovoltaicas (Intipampa 40 MW y Rubí 144,48 MW), una central hidroeléctrica de 20 MW (Renovandes H1) y una central termoeléctrica de 99,96 MW (Santo Domingo) (Dirección de supervisión de electricidad, marzo 2018. Osinergmin). Posteriormente, en julio del 2018, ingresó la central eólica Wayra I con una potencia de 132 MW.

Gráfico 5. Potencia efectiva del SEIN, en GW



Fuente: Reporte semestral de monitoreo del mercado eléctrico - Osinergmin (segundo semestre de 2016)

A principios del año 2008, la presencia de las RER en el SEIN representaba el 0 % y a marzo del 2018 representa el 3 % (Osinergmin 2018). Este marco regulatorio debió permitir el cumplimiento de los objetivos y compromisos descritos; sin embargo, a lo largo de estos 10 años no se cumplieron, a pesar de las distintas recomendaciones para aumentar la participación de las RER en la matriz

⁴ La potencia indica la cantidad de energía que puede producir una central o sistema. En particular, la potencia efectiva indica la capacidad real de energía que las centrales pueden entregar de forma continua al sistema eléctrico. Debido a que las centrales eólicas y solares fotovoltaicas enfrentan el problema de la intermitencia en la producción de electricidad, en las cifras reportadas no se ha considerado la potencia de este tipo de centrales. Tomado del reporte semestral de monitoreo del mercado eléctrico segundo semestre de 2016, Año 6 – N° 9 – junio 2017, pág. 17.

energética del Perú provenientes de entidades internacionales como la Organización de Cooperación y Desarrollo Internacional y la OCDE, en el documento “Evaluación del desempeño ambiental 2016” recomendaron que se potencie las energías renovables no convencionales utilizando objetivos de política.

1.3. Política y regulación

La limitada participación de las RER en el SEIN descrito en el contexto actual demuestra que existen problemas en la regulación y en la política pública, este hecho genera barreras para el desarrollo de las RER, pues, a los largo de los últimos diez años, desde la entrada en vigencia del Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, existe una presencia insuficiente de los RER en la matriz energética del Perú; atrás quedó el objetivo que dio origen a la regulación específica de los RER, que era el de promover el aprovechamiento de los RER para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, a través de la promoción de la inversión en la producción de electricidad⁵. El artículo 2° del Decreto legislativo N° 1002 señala que el Ministerio de Energía y Minas (Minem) establecerá cada cinco años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de las RER⁶; es decir, es el Minem el que debe establecer una meta objetiva de participación de las RER en el SEIN. Asimismo, el mismo decreto legislativo señala que el porcentaje objetivo será hasta el 5 % en cada uno de los años del primer quinquenio, es decir, hasta el 2013 la meta objetiva fue alcanzar al menos el 5 % de participación de las RER en el SEIN. No obstante, según información del Minem que se muestra en el gráfico 6, al año 2013, la participación de las RER en el SEIN alcanzó el 3,1 % (considerando a las RER mini Hidro⁷, es decir, el porcentaje sin considerar a las mini Hidro llegó al 1 %).

⁵ Decreto Legislativo N° 1002.

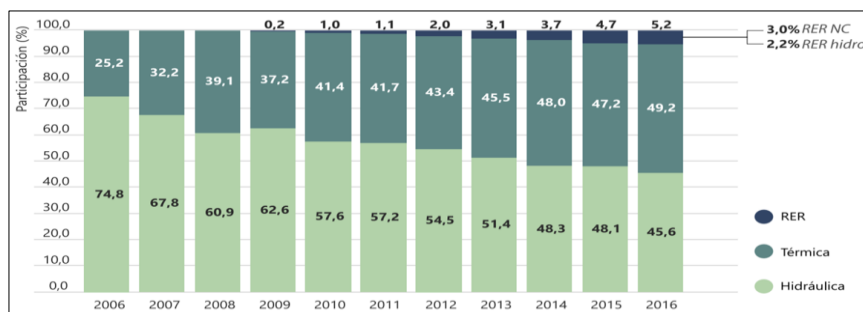
⁶ Decreto Legislativo N° 1002, Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Artículo 2.- Declaratoria de interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad.

2.2 El Minem establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el 5% en cada uno de los años del primer quinquenio.

⁷ Decreto Legislativo N° 1002, Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Artículo 3.- Recursos Energéticos Renovables (RER).

Para efectos del presente Decreto Legislativo, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

Gráfico 6. Participación por tipo de tecnología en la producción de energía 2000 – 2016



Fuente: Anuario ejecutivo Minem – 2016.

A partir del 2013, el Minem debió establecer el porcentaje objetivo para los siguientes 5 años, pero hasta el momento no se realizó. Existe claramente un problema que impide el afianzamiento de las RER a 10 años de la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1002; ello implicaría un incumplimiento con los compromisos asumidos por el Estado peruano en el Acuerdo de Paris, que tiene como objetivo la reducción de gases invernaderos, donde el Perú se comprometió a disminuir hasta el 2030 el 30 % de emisiones de gases efecto invernadero. Además, está la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible cuyo objetivo número 7 señala: “Energía asequible y no contaminante”. Asimismo, no se cumpliría con los compromisos internos asumidos a través del Decreto Supremo N° 064-2010-EM, sobre Política Nacional Energética (2010) hacia el 2040 que tiene como objetivo la diversificación de la matriz energética del Perú con énfasis en fuentes renovables⁸.

1.4. Justificación

La información descrita permite apreciar los efectos que tiene la generación térmica en el medio ambiente y su relación con la composición de la matriz energética nacional. Además, se puede apreciar los esfuerzos de los gobiernos, que acuden a compromisos internacionales para reducir entre otros aspectos, la generación de energía convencional, pues es fuente de gases de efecto invernadero, este efecto origina una externalidad negativa global, ya que provoca el cambio climático. Como se sabe, las externalidades son fallas de mercado que requieren en muchos casos la intervención del Estado para lograr una asignación eficiente que pueda mitigar su resultado negativo, esta intervención cobra mayor relevancia porque las decisiones que realizan los privados

⁸ El año 2010 se elaboró la Política Nacional Energética hacia el 2040 , teniendo como uno de sus pilares, haber terminado de diversificar la matriz energética del Perú, a través de (i) Impulsar el desarrollo y uso de energías limpias y de tecnologías con bajas emisiones contaminantes y que eviten la biodegradación de los recursos, (ii) Establecer medidas para la mitigación de emisiones provenientes de las actividades energéticas, (iii) Promover que los proyectos energéticos obtengan los beneficios de la venta de los certificados de la reducción de emisiones (CER) para el mercado de carbono.

por lo general no internalizan las externalidades que generan, en consecuencia, esta intervención de parte del Estado debería originar que los privados incorporen los costos sociales de sus decisiones. Por ello, el crecimiento de las energías renovables no convencionales en el sistema energético peruano se justifica por la casi nula emisión de CO₂ por cada MW.h generado, lo cual contribuye a mitigar el cambio climático, es decir, genera una externalidad positiva.

2. Antecedentes

El cambio climático ha permitido, a nivel mundial, que los países busquen mecanismos para disminuir la emisión de gases efecto invernadero. Estos mecanismos de mitigación se formalizaron a través del tiempo en compromisos internacionales asumidos por los países, entre ellos el Perú⁹. En materia energética, el mecanismo más utilizado es el desarrollar una transición energética hacia las energías limpias, ya que la energía producida con recursos fósiles desarrolla una externalidad negativa hacia el medio ambiente y la sociedad. Es en esta transición energética nace el Decreto Legislativo N° 1002 como mecanismo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Dentro del contexto a la promoción de las energías renovables el mecanismo de promoción es la subasta. El Perú no está exento, ya que hasta la fecha se realizaron 4 subastas, lo cual permitió aumentar el porcentaje de participación de las energías renovables en la matriz energética nacional, que a inicios del 2008 representaba el 0 % y a finales del 2017 representa casi un 3 %. Actualmente, julio del 2018, el SEIN cuenta con 35 centrales RER en operación que incluyen 18 centrales hidráulicas, 3 centrales de biogás (San Jacinto de 21,7 MW, Huaycoloro de 3.4 MW y La Gringa de 3,2 MW), 7 centrales solares (280,5 MW), 5 parques eólicos (371,15 MW) y una planta de biomasa (21,71 MW, San Jacinto). Además, se cuenta con otras 2 centrales de RER que no perciben ingresos por la prima RER: la Central de Biomasa Maple Etanol y la Central Hidroeléctrica Pías (Osinermin s.f.).

Como consecuencia de las 4 subastas y la entrada en operación de los generadores RER, el Perú logró reducir sus emisiones de CO₂, ya que los volúmenes de emisiones mitigadas de CO₂ y CH₄ (ambas en términos equivalentes de CO₂), han pasado de 32 mil toneladas equivalentes de CO₂ (tCO₂ -e) en 2008 a 1443 mil tCO₂ -e en 2015, representando un valor de mercado acumulado de US\$ 499 millones en el periodo 2008-2015¹⁰. En ese sentido, mientras más se produzca con RER, mayor será el beneficio para el ambiente.

⁹ Protocolo de Kioto (1997), el Acuerdo de Copenhague (2009), la Plataforma de Durban (2011), el Acuerdo de París de diciembre de 2015, entre otros.

¹⁰ La industria de la Energía Renovable en el Perú, 10 años de contribuciones a las mitigaciones del cambio climático – Osinermin.

3. Planteamiento del problema

3.1.Delimitación del tema de investigación

Perfeccionar la regulación de las energías renovables no convencionales que permita incrementar la participación de las RER en la matriz energética nacional requiere de un análisis de las políticas actuales y algunos aspectos del marco regulatorio desde que entró en vigencia el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energía Renovables el año 2008 hasta la actualidad.

3.2.Problema de investigación

3.2.1. Problema general

La inadecuada regulación e insuficiente política pública genera barreras para incrementar la participación de las energías renovables no convencionales en la matriz energética nacional.

3.2.2. Problema específico

- a. Las energías renovables no convencionales no pueden acceder al mercado libre y solo por subasta del Osinergmin al mercado regulado del sector eléctrico peruano.
- b. Los trazados y emplazamientos de los nuevos sistemas de transmisión no consideran la ubicación de lugares con gran potencial RER.

3.2.3. Pregunta general

¿Cuáles son las barreras políticas y regulatorias que impiden incrementar la participación de las RER en la matriz energética nacional?

3.2.4. Preguntas específicas

- 1) ¿Por qué las energías renovables no convencionales no pueden acceder al mercado libre del sector eléctrico peruano?
- 2) ¿Por qué los trazados y emplazamientos de los nuevos sistemas de transmisión no consideran la ubicación de lugares con gran potencial RER?

3.3. Hipótesis y variables de investigación

3.3.1. Hipótesis general

Las barreras políticas y regulatorias que impiden incrementar la participación de las RER podrían identificarse, por un lado, la falta de una estrategia nacional con objetivos claros y decisiones políticas firmes para implementar una matriz energética diversificada que potencie la participación de las RER. Y por otro lado, por una inadecuada implementación en los procedimientos que engloba el sector energético de los objetivos de la política energética al 2040, que regula el mercado eléctrico desde una perspectiva de protección al medio ambiente, promoviendo que el sector energético tenga un desarrollo sostenible, minimizando los impactos ambientales y emisiones de gases de efecto invernadero; valorando y corrigiendo las externalidades producidas por aquellos generadores que emplean combustibles fósiles.

3.3.2. Hipótesis especificadas

- **Hipótesis específica 1**

La participación de las RER en la matriz energética nacional esta supeditada a subastas realizadas por el Ministerio de Energía y Minas y cuyo despacho de energía se realiza en el mercado mayorista de energía, sin embargo, podrían existir limitaciones de acceso al mercado libre por parte de las RER, esta limitación podrían explicarse porque la asignación de potencia firme, para las tecnologías eólicas y solares es “cero”, impidiendo que los contratos de suministros de estas tecnologías pacten una cantidad de potencia, por ende, no podrían formalizar contratos de suministros.

- **Hipótesis específica 2**

Históricamente la planificación energética se realizó considerando el Gas de Camisea, ello generó una alta capacidad de generación en el centro del país (Chilca – Lima) a través del uso del gas natural como fuente de generación, sin embargo, esa planificación habría generado una barrera de entrada a nuevas tecnologías como las RER, ya que, los trazos y emplazamientos consideran primordialmente el centro del país y no la ubicación geográfica de las regiones con mayor potencia RER.

3.3.3. Variables

Tabla 1. Variables

	Hipótesis	Variable	Indicador
Variables independientes	Hipótesis general	Marco regulatorio actual	Normas legales
Variables dependientes	Hipótesis específica 1	Potencia firme	Marco normativo
		Mercado libre	
	Hipótesis específica 2	Cumplimiento de políticas y lineamientos	Políticas e incentivos
		Tratados internacionales	Cumplimiento de las metas

Fuente: Elaboración propia

4. Objetivos del trabajo de investigación

4.1. Objetivo general

Perfeccionar la regulación para mejorar la participación de las energías renovables no convencionales en la matriz energética nacional.

4.2. Objetivos específicos

- Que la regulación permita la participación de las RER en el mercado libre y regulado.
- Contar con políticas determinantes y en armonía con el contexto actual de uso de las RER.

5. Metodología

Se realizará una revisión y evaluación de las políticas energéticas del Estado, normas jurídicas, reglamentos, decretos supremos, dentro del marco regulatorio vigente que promueve el desarrollo de las energías renovables en el Perú y su contraste con las acciones y decisiones de las autoridades de turno, para determinar las barreras que impiden su desarrollo. Se propondrán cambios o ajustes en estos procesos regulatorios. Investigación cualitativa, ya que se pretende explorar y comprender el poco crecimiento de las RER frente a un marco jurídico que es resistido y en la práctica se generan barreras. De ahí que la hipótesis se genera sobre la base de hechos determinados.

Bibliografía: (i) Revisión y análisis del marco legal vigente, (ii) Revisión y análisis de políticas similares en otros países, (iii) artículos especializados, (iv) libros especializados, (v) páginas web especializadas y (vi) reportes técnicos y estadísticos especializados.

Capítulo III. Marco teórico

1. Marco normativo e institucional

Las energías renovables están sujetas a normas generales que rigen a todo el sistema eléctrico peruano (generación, transmisión, distribución y comercialización) y a normas específicas que rigen solo a la RER. Además, el marco institucional que involucra a las RER está dado principalmente por el Minem, Osinergmin y el COES. En el anexo 1 se especifica el marco normativo y se precisa el marco institucional.

2. Participación de las RER en el mercado de energía

Las energías renovables no convencionales tienen participación en el mercado mayorista coordinado por el COES. Esta se realiza a través de subastas, las mismas que están reguladas por el Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables; esta normativa señala que el procedimiento para la adjudicación de proyectos RER es a sobre cerrado¹¹ y a mejor precio; asimismo, señala como factor de competencia el precio monómico de generación¹². En las subastas, el Minem tiene un papel importante porque es quien determina la cantidad de energía a subastar por cada una de las tecnologías RER.

La licitación y subastas actuales de las RER están contenidas en el Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, y tiene como criterios generales: (i) introducir generación RER a gran escala, (ii) eficiencia y eficacia de la subasta, y (iii) maximización de beneficios del consumidor. Para ello, la norma señala que para determinar el porcentaje de participación debe tenerse en cuenta lo siguiente:

- 1) Se calcula el consumo nacional de electricidad para el año correspondiente a la fecha límite prevista en las bases para la puesta en operación comercial, en función al consumo nacional de electricidad, tomando como referencia la tasa de crecimiento considerada en la fijación de tarifas en barra vigente.

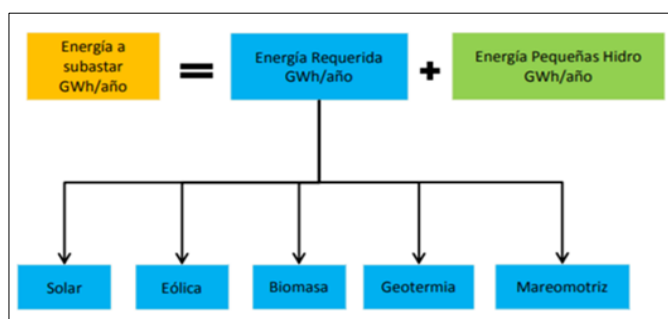
¹¹ La industria de la Energía Renovable en el Perú (Osinergmin 2017: 277): “Se denomina subasta a sobre cerrado, porque cada uno de los postores tiene que ofertar un precio (el más bajo posible) en un sobre sellado que debe ser entregado simultáneamente al conductor de la subasta, de tal modo que ningún postor conozca la oferta de su contrincante”.

¹² La industria de la Energía Renovable en el Perú (Osinergmin 2017: 277): “Los generadores ofrecen energía y potencia al sistema; por ello en las subastas presentan ofertas correspondientes tanto al precio de la energía como al precio de potencia. En este sentido, el precio monómico que captura un promedio entre ambos precios es adecuado como factor de competencia”.

- 2) Se calcula la participación de la generación RER, multiplicando el consumo nacional de electricidad calculado en a), por el porcentaje objetivo vigente al que hace referencia el numeral 2.2 del artículo 2 de la ley.
- 3) La energía requerida corresponderá a la participación de la generación RER calculada en b), menos el total de la energía adjudicada de los contratos vigentes correspondientes a tecnología RER diferente a la hidroeléctrica.

En el gráfico 7 se observa el procedimiento sintetizado.

Gráfico 7. Energía por subastar



Fuente: Osinergmin

2.1. Tipos de subastas RER

- A. Subastas RER On-Grid: Se realizan para adjudicar proyectos que estén conectados directamente a la red del SEIN.
- B. Subastas RER Off-Grid: Se realizan para adjudicar proyectos autónomos, es decir, independientes de la red eléctrica.

En 10 años de vigencia del Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energía Renovables, y 8 años del Decreto Supremo N° 064-2010-EM, que aprueba la Política Energética Nacional del Perú, se realizaron 4 subastas para generar energía a través de las RER. Se adjudicaron 64 proyectos equivalentes a 1274 MW, por ello el Perú, al 2018, tiene en operación comercial en el SEIN 35 centrales RER en operación que incluyen 18 centrales hidráulicas, 3 centrales de biogás (San Jacinto de 21,7 MW, Huaycoloro de 3.4 MW y La Gringa de 3,2 MW), 7 centrales solares (280,5 MW), 5 parques eólicos (371,15 MW) y una planta de biomasa (21,71 MW, San Jacinto). Además, se cuenta con otras 2 centrales

de RER que no perciben ingresos por la prima RER: la Central de Biomasa Maple Etanol y la Central Hidroeléctrica Pías (División de Supervisión de Electricidad, Osinergmin 2018). En el anexo 2 se detalla los tipos de subasta y algunos resultados obtenidos hasta el momento.

3. Marco teórico simplificado

Es objetivo del trabajo es perfeccionar la regulación de las RER permitiendo contar con una mayor participación en la matriz energética nacional. Para ello, el trabajo se divide en tres secciones de análisis: (i) el mercado mayorista, (ii) el mercado libre y regulado, y (iii) la política regulatoria en el sector eléctrico frente a las RER. La división en tres secciones permitirá comprender y dar respuesta a los problemas identificados, es decir, conocer cuáles son las barreras políticas y regulatorias que impiden el avance de las RER, además de conocer por qué las RER no participan en el mercado libre y regulado del sector eléctrico nacional y por qué las políticas públicas no incentivan mayor participación de las RER.

3.1. Mercado mayorista

El modelo del mercado eléctrico peruano está conformado por el mercado mayorista, el mercado libre y el mercado regulado. Para administrar y gestionar el mercado mayorista, la regulación creó un organismo que pueda coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN. Este organismo es el COES, “quien coordina la operación de las centrales de generación en condiciones de eficiencia económica; para ello, considera sus costos variables auditados. Con este fin, el COES estima la demanda que debe ser abastecida por el parque generador disponible. Así, con la ayuda de herramientas computacionales, elabora un ‘ranking’, ordenando el despacho de las centrales de generación en función a su costo variable, de la más barata a la más cara. De esta manera, las centrales con menor costo variable se despacharán primero, para luego dar paso a las más caras en orden ascendente, y obtener una operación eficiente en términos de costos, con los recursos energéticos disponibles” (Okumura s.f.: 270).

En resumen, el COES es el ente coordinador del mercado mayorista, utiliza un criterio económico para cumplir con sus objetivos, ya que, producto de las diferentes formas de generar electricidad, se originan distintos costos variables, por ello, el mercado mayorista se organiza a través de la eficiencia económica, es decir, “se utiliza la combinación más eficiente de centrales eléctricas para

abastecer la demanda” (Okumura s.f.: 265), para finalmente operar a través de costos mínimos. En este modelo, todos los generadores venden energía a través de un sistema de subastas horarias dirigidas por el COES, que a través de un balance entre la oferta y la demanda de electricidad dispone la cantidad necesaria de energía a subasta.

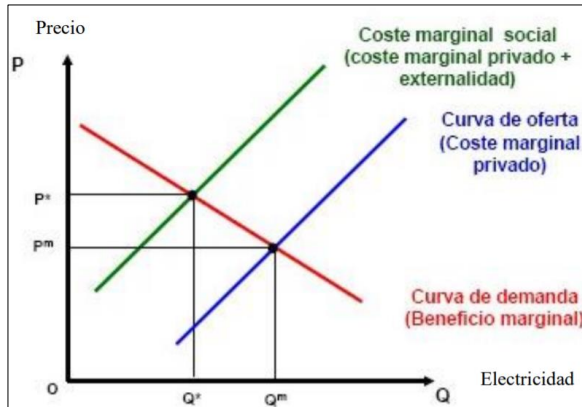
3.1.1. Externalidades positivas y negativas de la generación eléctrica

Un primer criterio que se estudiará para diversificar la matriz energética mediante la introducción de tecnología RER es considerar a las externalidades negativas existentes en la generación eléctrica como un factor adicional para el despacho de energía en el mercado mayorista. Debe entenderse como externalidad cuando “hacen referencia aquellas situaciones donde el bienestar de un consumidor o las posibilidades de producción de una empresa están directamente afectadas por las acciones de otro agente en la economía (y esta interacción no está mediada por el mecanismo de precios)” (Vásquez *et al.* 2016: 9). Por su parte, siguiendo a Shavell (2004), “una externalidad se define como la acción de un agente económico (consumidor o productor) si afecta o puede afectar el bienestar de otro agente económico, tomando como referencia un nivel de bienestar estándar”. Por ejemplo, “la construcción de una central hidroeléctrica por parte de una empresa generadora de electricidad que inunda tierras fértiles al construir una represa afectará el desarrollo de algunas actividades productivas (ganadería, agricultura) que se realicen en el lugar, afectando el bienestar de los pobladores de dicho lugar” (García *et al.* 2011: 8).

Un aspecto importante que debe tomarse en cuenta sobre los efectos económicos de las externalidades se explica si se tratase de un mercado no regulado: los productores frente a una externalidad negativa que producen no se responsabilizarían de los sus costos generados producto de su externalidad frente a la sociedad, por ello se podría decir que el costo marginal privado es menor al costo marginal social, por lo cual se produce una cantidad mayor a la socialmente eficiente. Por otro lado, si se trata de una externalidad positiva, los productores generan un beneficio social mayor al beneficio privado. Por ello se dice que se produce y consume una cantidad menor a la socialmente óptima. Ante ello, si la política tomara en cuenta las externalidades producidas por la generación eléctrica térmica, habría mayor generación RER en el SEIN. Ello se aprecia en el siguiente ejemplo planteado en el documento de trabajo N° 40 elaborado por Gerencia de Políticas y Análisis Económico de Osinergmin el año 2016: En el caso de una externalidad negativa, por ejemplo, si la generación eléctrica emite polución, el costo de producir electricidad es mayor para la sociedad respecto al costo privado para las empresas de generación. En el gráfico 8 puede observarse que por cada unidad de electricidad producida el costo social incluye los costos privados

más los costos de las terceras partes afectadas negativamente por la contaminación. En ese sentido, la intersección de la curva de demanda y la del costo social determina el nivel óptimo de producción (Q^*), el cual es menor que la cantidad de equilibrio de mercado (Q_m).

Gráfico 8. Costo de una externalidad negativa



Fuente: Osinergmin

El COES actualmente no considera los costos asociados a las externalidades para delimitar el despacho de energía en el mercado mayorista. Es objetivo de este trabajo analizar dicha posibilidad y proponer una viabilidad legal para que, además de tomar en cuenta los menores costos variables, también se considere los costos originados por externalidades negativas en la generación eléctrica.

3.2. Mercado libre y regulado

3.2.1. Mercado libre

El mercado libre está conformado por los usuarios cuya demanda anual sea mayor a 2500 kW (de manera obligatoria), además de los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de usuario regulado o de usuario libre¹³. Los encargados de suministrar energía a los usuarios libres son las empresas de generación y

¹³ DECRETO SUPREMO N° 022-2009-EM “Artículo 3.- Rango de Máxima Demanda.

3.1 En concordancia con el artículo 2 del RLCE, los usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea igual o menor a 200 kW, tienen la condición de usuario regulado.

3.2 Los usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de usuario regulado o de usuario libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el reglamento. Los usuarios regulados cuya máxima demanda mensual supere los 2500 kW, mantendrán dicha condición por el plazo de un (1) año, contado a partir del mes en que superó dicho tope, salvo acuerdo entre partes.

3.3 Los usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea mayor a 2500 kW, tienen la condición de usuarios libres, a excepción de lo señalado en el numeral anterior”.

distribución eléctrica. Para suministrar energía en el mercado libre es necesario pactar contratos de suministro que contemplen lo señalado en el artículo 3° de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, que establece que ningún generador puede contratar con usuarios libres y distribuidores más potencia o energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros. Como consecuencia de ello, los contratos de suministro pactan una determinada cantidad de potencia y el suministro de energía asociada a dicha potencia, ello con la finalidad de obligar al generador a comprometer parte de su capacidad en el abastecimiento de energía a un determinado cliente. Es decir, cualquier generador que no acredite potencia firme ni energía firme no podrá pactar contratos de suministro. Es importante resaltar esto, porque el artículo 110 inciso “g” del Decreto Supremo N° 009-93-EM Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas señala que la potencia firme para la tecnología eólica, solar o mareomotriz se determina conforme al procedimiento que el COES determinara; sin embargo, dicho procedimiento hasta la fecha no se ha realizado, por ello se sigue considerando como potencia firme “cero”, como era anteriormente. A continuación, se explica el concepto potencia firme.

Potencia firme: Según la legislación vigente (Definición 12 del Anexo de la Ley de Ley de Concesiones Eléctricas de Concesiones Eléctricas.), la potencia firme es la potencia que puede suministrar cada unidad de generación con alta seguridad, de acuerdo con lo definido en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. En ese sentido, la U.S. Energy Information Administration define como potencia firme la potencia o capacidad de producir potencia destinada a estar disponible en todo momento durante el periodo cubierto por una obligación garantizada de entrega, incluso ante condiciones adversas.

El detalle para la determinación de la potencia firme se encuentra en el procedimiento COES PR-26. Que señala en su numeral 8.6.3 lo siguiente: “La Potencia Firme de Centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz es igual a cero”¹⁴. Señalado lo anterior es fácil interpretar que las RER no pueden acceder al mercado libre a través de contratos de suministro, porque no pueden pactar la potencia firme asociada a la energía que suministrarían, para ello necesitarían el reconocimiento de potencia firme que por el momento la regulación no les da.

3.2.2. Mercado regulado

El sistema eléctrico peruano, desde el año 1992, está integrado por tres actividades: (i) generación, (ii) transmisión y (iii) distribución. La demanda de energía está integrada por los usuarios libres y

¹⁴ Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SINAC, COES, Procedimiento 26 “CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME”.

regulados. En el mercado libre, los generadores y distribuidores negocian libremente los precios de generación con los usuarios finales, mientras que en el mercado regulado las empresas distribuidoras pueden realizar subastas para contratar el suministro de energía, es decir, se establece un mecanismo de competencia por el mercado¹⁵, o pueden realizar contratos bilaterales con los generadores cuyos precios no podrán exceder la tarifa en barra¹⁶, estos contratos deben garantizar un requerimiento de potencia y energía como mínimo de 24 meses, según la ley de concesiones eléctricas.

Las licitaciones o subastas realizadas en el mercado regulado son concursos públicos que generan contratos de suministro; por otro lado, los procesos de licitación deben ser iniciados tres años antes de los vencimientos con la finalidad de que la cobertura de energía no afecte a los usuarios. Como se indicó, las licitaciones realizadas por los distribuidores establecen el precio del suministro eléctrico tomando en cuenta dos criterios: por un lado, la potencia asociada y, por otro, la energía asociada. Estas licitaciones son concursos públicos que generan contratos de suministro entre el generador y distribuidor con plazo de entre 5 a 20 años, según la ley de concesiones eléctricas.

Tabla 2. Plazos de licitaciones

Tipo	Plazo contractual	Cantidad a contratar	Convocatoria	Objetivo
Largo plazo	Entre 5 y 20 años	Hasta el 100 %	Anticipada de al menos 3 años	Herramienta de promoción de inversiones
	Hasta 5 años	Hasta el 25 %		

Fuente: Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin.

Como se aprecia, “la finalidad de las licitaciones es brindar a las empresas de generación una señal de largo plazo para determinar sus decisiones de inversión, así como brindar seguridad al suministro eléctrico de los usuarios regulados. Osinergmin participa en el proceso de licitación a través de la aprobación de las bases del concurso (que incluyen los modelos de contrato), la supervisión de la libre competencia en el proceso de licitación, y también en la determinación de un precio tope para la energía a contratarse. Los precios que se transfieren a los usuarios regulados son una ponderación entre las tarifas en barra y los precios firmes de las licitaciones. Este precio promedio se denomina Precios a Nivel Generación” (Vásquez *et al.* 2016: 62). Si bien parte de la energía adjudicada a las

¹⁵ Competencia por el Mercado (Demsetz 1968): Una subasta por el mercado que determine como ganador a la empresa que ofrezca el menor precio por el servicio seleccionará a la empresa más eficiente bajo condiciones bastante generales como la existencia de un número suficiente de empresas, información simétrica entre empresas e igual acceso a insumos o factores esenciales. Con este mecanismo, el precio ofrecido por la empresa será cercano al costo medio de la empresa ganadora (presumiblemente la de menores costos), lo cual asegura la eficiencia del resultado.

¹⁶ Precios en barra: precios únicos, de potencia y energía en horas de punta y horas fuera de punta, obtenidos como el promedio ponderado de los precios aplicables durante un mes determinado, utilizando el número de días de vigencia de cada precio según lo establecido en la resolución de precios en barra. Estos precios serán redondeados a dos (2) cifras decimales (numerales 3.20 y 3.21 incorporados mediante Resolución OSINERGMIN N° 636-2007-OS/CD publicada en el diario oficial con fecha 26.10.2007.

RER a través de las 4 subastas realizadas hasta el momento, tiene su final en el mercado regulado, dicho suministro de energía es mínimo, ya que representó el 0,5 % de la producción del sistema eléctrico el 2017. Una crítica importante al desarrollo de los RER fueron los precios de adjudicación de las primeras subastas, llegando a precios entre US\$ 120 y US\$ 221 MW.h; sin embargo, la diferencia en precio de las primeras subastas y la última es cerca del 53 % en eólicas y 78 % en solares (38-48 US\$/MW.h), estas representarían solo el 2 % de la producción nacional al 2019 (Renpower Perú 2018). Asimismo, en la actualidad, el año 2017, en las subastas realizadas en México, el precio alcanzado para la generación eólica fue de US\$ 17/MW.h; es decir, son precios competitivos que ameritan cambios en el mercado regulado.

3.3. Planificación de las líneas de transmisión y metas trazadas

El Decreto Supremo N° 064-2010-EM aprobó la Política Energética Nacional 2010 – 2040, que toma como referencia los lineamientos del Plan Estratégico de Desarrollo Nacional - Plan Perú 2021, además de sustentarse en conceptos de desarrollo sostenible y en el marco jurídico nacional, la política energética al 2040 toma en cuenta los siguientes aspectos: (i) promoción y protección de la inversión privada, (ii) minimizando los impactos sociales y ambientales, (iii) promover la eficiencia energética, y (iv) desarrollo de las energías renovables a nivel local, regional y nacional.

La visión de la política al 2040 se sustenta en tener un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación, investigación e innovación tecnológica continua, en tal sentido, nacen los siguientes objetivos de política: (1) contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética, (2) contar con un abastecimiento energético competitivo, (3) acceso universal al suministro energético, (4) contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía, (5) lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos, (6) desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible, (7) desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente, (8) fortalecer la institucionalidad del sector energético, y (9) integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión a largo plazo.

El objetivo número 1 es contar con una matriz energética con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética; sin embargo, la participación de las RER en el consumo nacional a febrero del 2018 llegó al 3,16 %. Esta cifra es repetitiva a lo largo de los años, desde el 2008 al 2017 la participación de energía generada por RER en la matriz energética nacional nunca superó el 5 %,

como lo plantea como meta el D.L. N° 1002. A continuación se ven algunos aspectos regulatorios en cuanto a la planificación de las líneas de transmisión; por ejemplo el Minem aprueba la planificación, el COES hace estudios y el Osinergmin opina; esta planificación se actualizará cada 2 años¹⁷. Las líneas de transmisión están conformados por 4 sistemas: (i) sistema garantizado de transmisión, (ii) sistema complementario de transmisión, (iii) sistema principal de transmisión, y el (iv) sistema secundario de transmisión. Los objetivos del plan de transmisión son: (i) identificar las obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico y seguro de la energía eléctrica en bloque; (ii) promover la competencia entre agentes del SEIN; (iii) propiciar el desarrollo armónico de las instalaciones de transmisión económicamente justificadas; (iv) que las instalaciones de transmisión satisfagan los requerimientos de seguridad y calidad de servicio establecidos en las normas pertinentes, y (v) promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica¹⁸. Es importante señalar que la Ley N° 28832 introdujo la planificación del sistema de transmisión con el objetivo de incrementar las inversiones en transmisión eléctrica. Para ello se establecieron dos procesos de expansión de la red: (i) el plan de transmisión (elaborado cada 2 años), y (ii) el plan de inversiones (Osinergmin 2016: 150) (elaborado cada 4 años), puesto que para manejar el SEIN es necesario contar con una estructura energética que transporte la energía generada a todo el país, por ello el SEIN cuenta con un total de 26.046 km. El total de km de líneas de transmisión está dividido en 4 tipos según la posibilidad de carga que puedan transportar.

Tabla 3. Longitud de líneas de transición por capacidad de transmisión

500 kV	1.841 km
200 kV	10.715 km
138 kV	4.484 km
30 – 75 kV	9.006 km
Total	26.046 km

Fuente: Osinergmin

Los de mayor capacidad es decir las líneas de transmisión de 500, 200 y 138 kV son los utilizados para transportar energía a largas distancias. Lo deficiente de lo descrito anteriormente es que las líneas de transmisión no tienen componentes que permitan trazar las zonas de gran potencial RER.

¹⁷ Art. 21 Ley N°28832. 21.1 El desarrollo del sistema garantizado de transmisión se realiza conforme al plan de transmisión, el cual se actualizará y publicará cada dos (2) años. 21.2 El ministerio aprueba el plan de transmisión, con la opinión previa de Osinerg. Para la opinión favorable, el Osinerg deberá verificar que el estudio del COES haya cumplido con las políticas y criterios establecidos por el ministerio. El plan de transmisión tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia. 21.3 El proceso para la elaboración y aprobación del plan de transmisión debe cumplir con las políticas de transparencia de información, audiencias públicas y mecanismos de participación de los agentes del sistema, organizaciones representativas de usuarios y demás interesados, según lo establece el reglamento.

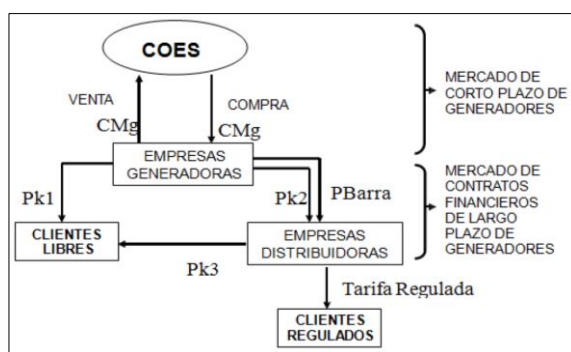
¹⁸ Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Reglamento de Transmisión.

Capítulo IV. Desarrollo del tema

1. Introducción

El sistema eléctrico peruano tiene su origen en las reformas económicas estructurales implementadas el año 1992, con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas¹⁹. Como el objetivo de política en ese momento era el de atraer inversión privada y cambiar la preponderancia estatal, se limitó la participación del Estado a supervisar y regular, eliminando los monopolios estatales, segmentando el mercado en tres actividades (generación, transmisión y distribución), y regulando las concesiones, autorizaciones, obligaciones y derechos de los agentes del sector. El año 2006, se promulgó la Ley para desarrollar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica²⁰, que introduce 3 reformas sustanciales: (i) Introduce a la subasta como un proceso de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia, que posibilitará la suscripción de contratos largos; (ii) se señala un marco regulatorio de la transmisión, indicando un plazo de 30 años con una remuneración estable en base a contratos BOOT (Build, OWN, Operate and Transfer), y (iii) la reforma institucional del COES, donde se establece que todos los agentes del sector serían miembros del COES, representados en una asamblea, lo cual brinda transparencia a las acciones del operador del sistema. Esta evolución regulatoria del sector eléctrico peruano hizo que el actual modelo del mercado sea el siguiente:

Gráfico 9. Modelo del mercado eléctrico peruano



Fuente: Modelos de mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe – Perú – OLADE (2013: 4).

¹⁹ Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

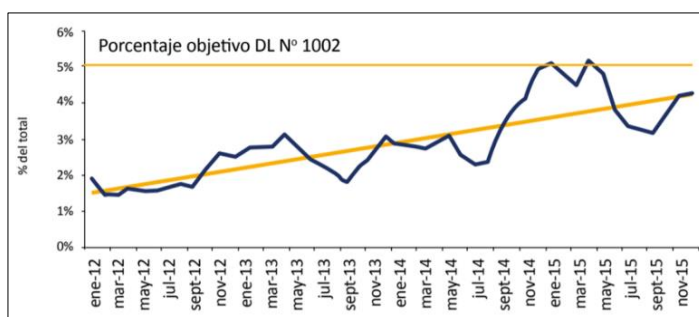
²⁰ Ley 28832, Ley para desarrollar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

El gráfico 9 advierte que el COES es el ente coordinador del mercado mayorista, utiliza un criterio económico para cumplir con sus objetivos, ya que, producto de las diferentes formas de generar electricidad, se originan distintos costos variables. Por ello, el sistema de corto plazo se organiza a través de la eficiencia económica, es decir, “se utiliza la combinación más eficiente de centrales eléctricas para abastecer la demanda” (Okumura s.f.: 265), para finalmente operar a costos marginales, a través de costos mínimos. En este modelo, todos los generadores venden energía a través de un sistema de subastas horarias dirigidas por el COES, quien a través de un balance entre la oferta y la demanda de electricidad dispone la cantidad necesaria de energía a subastar.

La demanda del sistema eléctrico peruano cuenta con dos usuarios: (i) libres (demanda anual sea superior a 2.500 kW), y (ii) regulados (obligatorios cuya demandan sea hasta 200 kW), los usuarios cuya demanda de energía sea de 200 kW a 2.500 kW tienen la libertad de elegir entre libres y regulados. La venta de energía en el mercado regulado es por licitaciones donde las empresas distribuidoras realizan subastas para contratar el suministro, mientras que en el mercado libre los generadores y distribuidores negocian libremente los precios con los clientes finales.

Una pequeña parte del sistema energético nacional está constituida por la generación RER, desde que entró en vigencia el decreto legislativo que promueve la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables (2008), las fuentes RER representaban menos de 0,01 % del total de la energía producida, mientras que en 2015 su participación se elevó a 4,1 % (2 % corresponde a las centrales minihidráulicas; 1,5 %, a las centrales eólicas; 0,5 %, a las centrales solares; y 0,3 %, a las centrales de biomasa (0,21 %) y biogás (0,08 %).

Gráfico 10. Evolución de la producción de energía con RER (% del total)



Fuente: Osinergmin

En la actualidad, según datos de Osinergmin, la producción de energía con RER no llega al 3 % descontando las pequeñas centrales hidroeléctricas. Por ello, el presente trabajo cobra gran

importancia, ya que se analizará la política y el marco regulatorio vigente y se propondrán cambios significativos que permitirán el desarrollo de las RER.

Para que las energías renovables tengan una mayor participación en la matriz energética del Perú, es necesario adoptar medidas que promuevan su desarrollo. Como señala el Dr. Pedro Gamio Aita (2010), “el Estado peruano debe promover el desarrollo sostenible, basado en la interacción y búsqueda del equilibrio entre la eficiencia económica, la equidad social y la conservación del ambiente”. Es decir, las políticas deben estar dirigidas a mejorar la calidad de vida de las personas a través de un manejo sostenible de los recursos naturales.

Un avance importante en el uso de energías renovables a nivel mundial ocurrió el año 2008, ya que, por primera vez en la historia, la inversión global en la generación de energía renovable (US\$ 140 mil millones) superó a la generación de combustibles fósiles (US\$ 110 mil millones), además en el documento denominado “Economía verde”, elaborado por Practical Action Consulting se señala que “en el 2012, el 5 % de la electricidad de América Latina provenía de ‘renovables no convencionales’, refiriéndose principalmente a fuentes de energía hidroeléctrica a pequeña escala (menor a 30 MW), energía solar fotovoltaica, biomasa, geotérmica y eólica”. De acuerdo con ello, el Perú no debe estar ajeno a desarrollar planes y metas ambiciosas para generar mayor energía a través de las RER. Esto requiere de un marco regulatorio adecuado y políticas que promuevan el acceso a los inversionistas a desarrollar proyectos energéticos. Por ello se origina el Decreto Supremo N° 064-2010-EM y se aprobó la Política Energética Nacional 2010 – 2040, donde se enfatiza la promoción y protección de la inversión privada, minimizando los impactos sociales y ambientales, respetando e incentivando los mercados energéticos, así como promoviendo la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables a nivel local, regional y nacional.

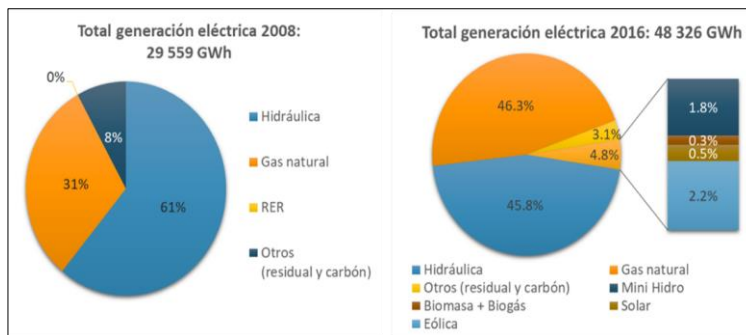
El objetivo número uno de la política energética nacional es “contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables”. Para el cumplimiento de este objetivo, se trazaron lineamientos de acción: (i) Definir la matriz energética con base en la planificación integrada del desarrollo de los recursos y establecer los mecanismos para su cumplimiento; (ii) promover proyectos e inversiones para lograr una matriz energética diversificada y sobre la base de energías renovables - convencionales y no convencionales, hidrocarburos, geotermal y nuclear, que garanticen la seguridad energética del país; (iii) promover el uso intensivo y eficiente de las fuentes de energías renovables convencionales y no convencionales. Sin embargo, a 10 años de la entrada en vigencia de la regulación y políticas RER no se ven los resultados deseados, por ello es necesario contar con algunos cambios estructurales en la política energética nacional que

permita el desarrollo de las RER. Para ello, se analizará algunos factores importantes que la política debe tener en cuenta para fortalecer el desarrollo de las RER y, de esta manera, el Perú pueda cumplir con sus compromisos internacionales.

1.1. Producción eléctrica del SEIN

En 2008, el total de generación eléctrica fue de 29.559 GWh, con 0 % de participación de energía generada por tecnología RER, el 2016 y luego de promulgar el D. Leg. N° 1002 la participación de las RER fue 2,5 %. Es decir, 8 años después del inicio en la promoción y el aprovechamiento de los RER para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad, el avance fue de 2,5 %.

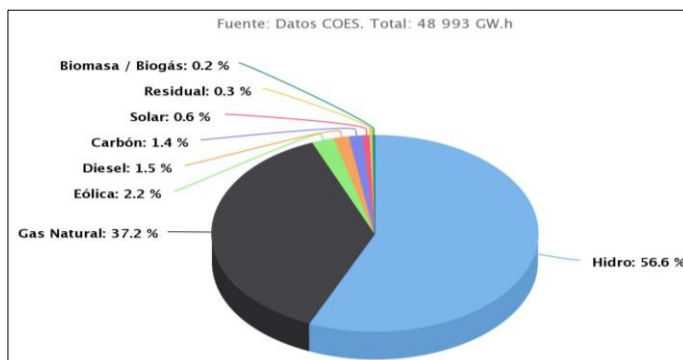
Gráfico 11. Producción eléctrica SEIN, por fuente 2008 vs. 2016



Fuente: Osinergmin

El escenario, al año 2017, no es muy diferente, la producción de energía con generación RER solo alcanzó el 2,8 % del total de la producción (sin contar pequeña hidro).

Gráfico 12. Producción por tipo de combustible - SEIN 2017



Fuente: Observatorio Osinergmin

Los resultados al 2017 permiten concluir que el SEIN depende principalmente de la generación hidroeléctrica (56,6 %) y de gas natural (37,2 %), es decir, existe una vulnerabilidad hacia los riesgos ambientales (sequías) como geológicos (sismos). Por ello, una ruptura en el conducto que transporta el gas de Camisea, como lo ocurrido el mes de febrero del 2018, trae como consecuencia la quema de petróleo para la generación de energía térmica. Es por eso que la diversificación de la matriz energética cobra gran importancia, más aun si el 2015 el Minem sostuvo que la capacidad instalada en el SEIN para el año 2015 era de 12.251MW, mientras que para el año 2016, la capacidad instalada en el SEIN fue de 14.000 MW, un incremento de 1.749 MW. Si estos son relacionados con datos del COES sobre la máxima demanda en enero del 2017, que ascendió a 6.573 MW, se concluye que existe una sobre oferta de casi el 50 %. Este hecho podría ser una gran oportunidad para el desarrollo de las energías renovables, entonces ¿por qué seguir desarrollando proyectos térmicos?

La situación se agrava si se toma en cuenta que el D. Leg. N° 1002 dispone que el Minem establecerá cada cinco años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el 5 % en cada uno de los años del primer quinquenio. El objetivo, claramente, no se ha cumplido. Por ello, es necesario un cambio en las políticas nacionales en favor de las RER.

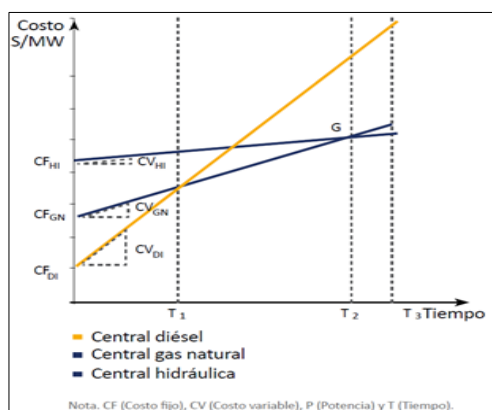
2. Mercado mayorista

El COES es el que determina los costos marginales de energía en función al costo variable de la última unidad de generación que se despacha. Por ello, los costos variables de las generadoras varían de acuerdo con su forma de operación. Por ejemplo, las termoeléctricas reflejan su costo variable a través de los costos de los combustibles utilizados en la producción, las generadoras que operan con gas natural el costo es reflejo del precio del gas y los que utilizan hidrocarburos el costo se sustenta en órdenes de compra. No obstante, la regulación desarrolla diferentes distorsiones regulatorias que permiten a los agentes generadores idear un costo variable conforme a la normativa y no a la realidad, por ejemplo, “los costos marginales se calculan bajo el supuesto de que no hay restricciones en la capacidad de transporte de gas natural o de transmisión eléctrica y que existía un valor administrativo máximo para el costo marginal, el cual era actualizado periódicamente” (Equilibrium s.f.). O la declaración del precio único de gas natural. Estos impactos claramente afectan el funcionamiento del mercado y el funcionamiento de las empresas, ya que no se permite actuar a costos reales sino a costos establecidos por la regulación.

Tomando en cuenta que el Perú genera hasta el 0,4 % del total de los gases de efecto invernadero en la Tierra y es el tercer país más vulnerable a los riesgos climáticos²¹; la política Energética Nacional al 2040²² tiene como visión contar con un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación, en la investigación e innovación tecnológica. Para ello, señala como objetivo N° 6, el desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible. Por ello, la manera en que el COES realiza el procedimiento de despacho de energía en el mercado mayorista es insuficiente, es decir, la política no se alinea con la forma de sustentar el despacho de energía.

Además de tomar en cuenta los costos variables más bajos, el COES considera aspectos económicos para determinar el parque generador eléctrico óptimo. Para la comprensión de este concepto se muestra un ejemplo desarrollado por Osinergmin.

Gráfico 13. Parque generador eléctrico óptimo



Fuente: GPAE – Osinergmin.

²¹ Reporte de Cambio Climático y desarrollo Sostenible en el Perú, Ministerio de Ambiente: (a) El 52 % de la población vive en condiciones de pobreza y un 21 % subsiste en condiciones de extrema pobreza (INEI 2004). (b) Un gran porcentaje de la población se dedica a la agricultura, la pesca y otras labores que son afectadas directamente por el clima. Tenemos 28 de los 35 climas identificados en el planeta (Senamhi 2005). (c) En la última década, las emergencias por peligros naturales se incrementaron más de 6 veces, el 72 % de ellas fueron de origen climático. (d) 90 % de la población vive en zonas áridas, semiáridas y subhúmedas. (f) En los últimos 30 años, hemos perdido el 22 % de la superficie de nuestros glaciares, que son el 71 % de los glaciares tropicales del mundo. Esta pérdida representa 7 000 millones de metros cúbicos de agua, que equivale al consumo de la población de Lima durante 10 años. (g) Al menos el 80 % de nuestra electricidad se genera en centrales hidroeléctricas. (h) Las instituciones tienen una capacidad de acción limitada. (i) No contamos con suficientes recursos financieros ni tecnológicos para adaptarnos y actuar frente a estos problemas.

²² Decreto Supremo N° 064-2010-EM.

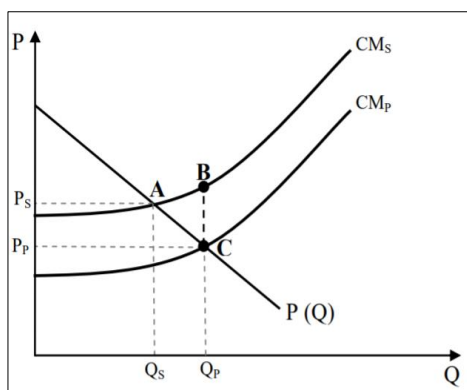
En el gráfico 13 se muestran los costos totales de tres tecnologías de generación eléctrica (hidroeléctrica, central térmica a gas natural y central térmica a diésel) según el número de horas de funcionamiento en un año. Las centrales hidroeléctricas presentan el costo variable más bajo, pues no utilizan combustibles para la generación eléctrica, seguidas de las de gas natural y, por último, de aquellas a diésel, que presentan los costos variables más altos. Se observa que para la fracción de consumo que se requiera por un número de horas menor a T1 es más económico instalar una generadora a diésel, entre T1 y T2 conviene una generadora a gas natural y para más de T3 horas, una central hidroeléctrica. Por ello, en términos sencillos, el mercado mayorista utiliza un componente económico para el despacho de energía; este tiene dos aspectos, por un lado, los costos variables de generación y, por otro, el parque generador eléctrico óptimo.

2.1.Externalidades positivas y negativas de la generación eléctrica

Luego de aclarar el concepto y los procedimientos necesarios para el despacho de energía en el mercado mayorista, surge la pregunta ¿por qué si la política nacional energética al 2040 considera desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono, no se consideran los costos asociados a las externalidades negativas al momento de asignar el despacho de energía en el mercado mayorista? A continuación, se responderá esta interrogante.

Actualmente, el SEIN depende en gran parte de la energía termoeléctrica. Ello produce una externalidad negativa (Dammert *et al.* 2008: 333) generando una falla de mercado que requiere la intervención del Estado. Por ello es posible tomar a la generación eléctrica (García 2011: 8) como una externalidad negativa, que representa costos sociales.

Gráfico 14. Efecto de una externalidad negativa



Fuente: Oficina de Estudios Económicos – Osinergrin

En el gráfico anterior, “ $P(Q)$ representa la función de demanda o los beneficios marginales en el mercado de energía, y CM_P representa los costos marginales privados. Asumimos que la generación de electricidad origina contaminación; si incluimos estos costos externos, la curva de oferta que representa los costos privados y externos sería CM_S . La asignación del mercado a costos privados sería en Q_P y P_P . En este caso, los verdaderos costos sociales son mayores que los beneficios, y el área dentro de ABC representa la pérdida de eficiencia social. Si pudiéramos internalizar las externalidades, los costos sociales igualarían los costos privados y la nueva asignación del mercado sería Q_S y P_S ” (Osinerghmin 2011: 9). Por ello, al existir una externalidad negativa en la generación de energía está justificada la intervención del estado aplicando políticas y marcos regulatorios que permitan mitigar las externalidades descritas. Por eso, las políticas deben estar dirigidas a mejorar la matriz energética del Perú.

Es preciso recordar que el marco regulatorio actual tenía como objetivo principalmente atraer inversión al sector eléctrico, es decir, la planificación energética y las políticas se ajustaron a fin de promover la inversión privada; posteriormente, las condiciones de competencia y los precios en el sector se sumaron como factores para atraer inversión; en ese escenario, no existía una política explícita que oriente al sector energético a dar un giro hacia la protección del medio ambiente y el uso de energías renovables. Se tuvo que esperar hasta el 2010 para ver el origen de la nueva Política Nacional Energética aprobada por el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, política que plantea como objetivo N° 1 el de contar con una matriz energética diversificada con énfasis en la fuentes renovables y como Objetivo N° 6 el de desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible.

Ante esta nueva política energética se abrieron varios campos de acción con la finalidad de dar cumplimiento a las políticas energética, entre ellas:

- a. Impulsar el desarrollo y uso de energías limpias y de tecnologías con bajas emisiones contaminantes y que eviten la biodegradación de los recursos
- b. Establecer medidas para la mitigación de emisiones provenientes de las actividades energéticas
- c. Promover que los proyectos energéticos obtengan los beneficios de la venta de los certificados de la reducción de emisiones (CER) para el mercado de carbono
- d. Alcanzar una normativa ambiental con requerimientos compatibles con la Política Nacional del Ambiente y los estándares internacionales
- e. Promover el perfeccionamiento permanente de las normas de seguridad en el uso de energéticos

Debido a estas medidas se sostiene la propuesta de considerar a las externalidades negativas como factor adicional (aparte de los bajos costos variables de producción) para realizar el despacho de energía. Se sabe que la existencia del COES como ente coordinador es necesaria para la operatividad del sistema eléctrico de corto plazo, por la existencia de diferentes tecnologías para la generación de electricidad lo que trae múltiples estructuras de costos, además es necesario coordinar a tiempo real la oferta y la demanda. Para ello, el COES gestiona el mercado *spot* a través de los bajos costos de generación, a estos costos se propone sumar la valorización de las externalidades producidas por la generación eléctrica. Es decir, al incluir las externalidades se incrementa un costo adicional en referencia a los costos sociales (producto de las externalidades) de la generación; este costo se sumará a los costos variables.

Esto no es nuevo, ya que existen estudios realizados por el Osinergmin sobre la valorización de las externalidades y recomposición del parque óptimo de generación eléctrica, prueba de ello es el documento número 28 elaborado por un grupo de expertos de Osinergmin el año 2011. A través de este documento se propuso una recomposición del parque óptimo de generación eléctrica, con la finalidad de conocer cuál debería ser la matriz energética óptima teniendo en cuenta las externalidades producidas por cada tecnológica de generación, este análisis tiene un carácter *ex-post*. El estudio primero analiza los costos totales de generación por tipo de tecnología, estos costos son a costos privados, es decir, no incluyen la valorización de las externalidades. Para ello, el estudio toma en cuenta los costos fijos y variables de los diferentes tipos de generación (costos al 2010 – 2011), el resultado es que los costos fijos anuales de las RER son más altos en relación con las tecnologías convencionales; sin embargo, los costos variables son considerablemente más bajos que las tecnológicas convencionales (ver tabla 5). Como siguiente paso, el estudio relaciona los costos totales de las diferentes tecnologías con el número de horas de funcionamiento a lo largo de un año y este resultado se combina con la curva de duración de la demanda, que permite identificar la potencia o capacidad requerida de generación para diferentes horas del año, que se calcularon a partir de los puntos de corte óptimo²³. Ello es necesario para calcular la composición óptima del parque generador. Conforme lo descrito anteriormente el estudio plantea como factor de planta para las tecnologías que no operan continuamente las siguientes:

²³ El objetivo de la minimización del costo de generación eléctrica es encontrar la composición óptima del parque generador. La finalidad es obtener los puntos de corte óptimos, que me indican hasta que nivel va a participar cada tecnología; a partir de estos puntos se pueden calcular las potencias a instalar y la energía producida para cada tecnología. Dentro del problema de optimización se debe tener en cuenta las restricciones del factor de planta de las tecnologías intermitentes (anexo 1 del documento de trabajo N° 28, Osinergmin, pág. 65).

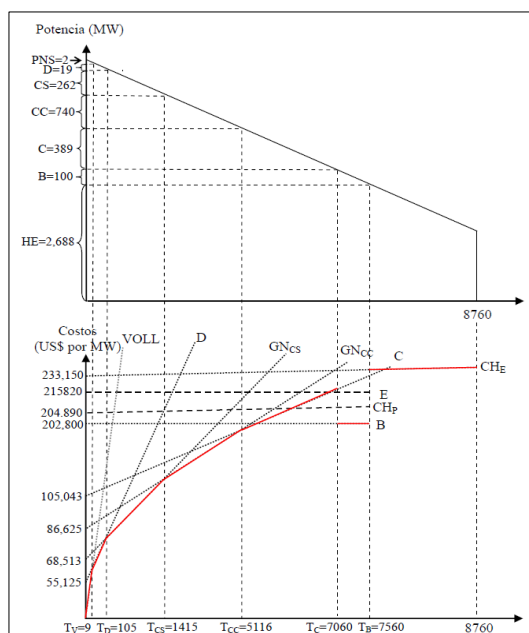
Tabla 4. Factor de planta para diferentes tecnologías

Tipo de central	Factor de planta
Hidráulica de pasada	50 %
Eólica	30 %
Solar FV	20,2 %

Fuente: documento N° 28, Osinergmin - 2011

El resultado muestra que “cuando se requiere una generadora que funcione entre 9 y 105 horas por año, se puede ver que la unidad más económica es la que opera a diésel, en la parte superior del gráfico podemos ver que la capacidad requerida de esta tecnología es de 19 MW. En el gráfico 15, se observa que para una generadora que opere entre 105 y 1415 horas se requiere una capacidad de 262 MW de generación de gas natural a ciclo simple. Además, para una generadora que opere entre 1.415 y 5.116 horas se requiere una capacidad de 740 MW de generación de gas natural a ciclo combinado. De igual modo, para el caso de una generadora que opere entre 5.116 y 7.060 horas se requiere una central térmica a carbón con una capacidad instalada de 389 MW. Además, para una generadora que opere entre 7.060 y 7.560 horas se requiere una central de biogás con una capacidad instalada de 100 MW. Finalmente, para las demandas que se presenten con una duración de más de 7.560 horas, se requiere generación de una central hidráulica de embalse, debiéndose instalar una capacidad de 2.688 MW” (García *et al.* 2011: 21).

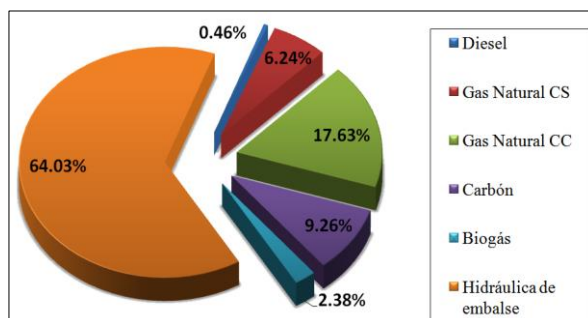
Gráfico 15. Relación entre costos y capacidad eficiente



Fuente: Documento de trabajo N° 28, Osinergmin.

En cuanto a las RER, es importante señalar que las centrales eólicas no ingresan porque al 2010 se creía que no podía cumplir su factor de planta de 30 %. Por ello, la participación de la potencia sería de la siguiente manera:

Gráfico 16. Composición óptima del SEIN a costos privados



Fuente: Osinergmin - Documento de Trabajo N° 28

El gráfico 16 muestra que el parque generador que se obtiene es primordialmente hidráulico (64,03 %). Además, de la capacidad térmica instalada es de 33,59 %; por otro lado, la central de Biogás de rellenos sanitarios participa con el 2,38 % de la potencia instalada, siendo la única RER que participa en el parque generador óptimo (la central a biogás es la RER más barata, seguida por la central eólica). Finalmente, el costo total de generación es de US\$ 876.568 miles (Osinergmin – documento de trabajo N° 28). Es importante recalcar que el análisis considera los costos de las RER al 2010, además no existía información histórica sobre la continuidad de operación de las centrales RER para el cálculo del factor de planta. Estos factores claramente se pueden actualizar y la composición óptima del SEIN seguramente integraría la generación RER a costos privados.

Un segundo análisis que realiza el documento de trabajo N° 28 es la valorización de las externalidades en la generación eléctrica, para ello utiliza la metodología de la directiva de valoración de externalidades (ExternE²⁴), que considera los diversos impactos ambientales de las diferentes tecnologías en la generación eléctrica y convertir estos impactos en unidades monetarias con el fin de hacerlos comparables (ver tabla 4), todo esto lo realiza a través de la

²⁴ El proyecto europeo ExternE y su sucedáneo NEEDS (acrónimo del nombre en inglés New Energy Externalities Development for Sustainability) han derivado en el conjunto más completo y avanzado a nivel internacional de procedimientos y metodologías para el cálculo de las externalidades ambientales de la generación de energía eléctrica. Los resultados de este proyecto son ampliamente respetados por la comunidad científica internacional especializada en el tema y se constituyen como una referencia mundial obligada, definición sacada del libro “Modelos Integrales de Economía y Cambio Climático, La ruta de México hacia una economía sustentable de alta eficiencia energética y baja intensidad de carbón 3er. Reporte Metodología para Valorar las Externalidades Asociadas con la Generación de Electricidad (2009: 14).

metodología “vías de impacto” (*impact pathway approach*), que tiene las siguientes características (García *et al.* 2011: 29):

- Se especifica el lugar en el que se ubica la central eléctrica
- Se identifica las emisiones que genera la central eléctrica
- Se calcula la dispersión de los contaminantes sobre la atmósfera
- Se calcula la concentración de los contaminantes en los diferentes receptores
- Sobre la base de una función exposición-respuesta, se cuantifica el impacto sobre los diferentes receptores (por ejemplo, casos de asma por la concentración de partículas en el ambiente)
- Finalmente, se realiza la valoración monetaria del impacto (por ejemplo, en el caso anterior, el costo del asma).

Está claro que la metodología ExternE toma en cuenta las externalidades negativas en la generación de electricidad, para ello cuantifica las emisiones contaminantes al medio ambiente. Para ello es necesario contar con inventarios de emisiones actualizados. El Perú, al 2010, no contaba con la información suficiente, por ello el estudio toma valores encontrados en un proyecto similar realizado con la metodología ExternE²⁵ denominado “Cost Assessment of Sustainable Energy Systems”. Para transferir los datos del estudio similar utilizan el método de transferencia de valores²⁶, con ello se logra obtener los principales impactos negativos en la generación eléctrica que básicamente afectan al cambio climático y a la salud de las personas.

Tabla 5. Costos de contaminación por tecnología en los receptores

Tecnología	Receptores (US\$ /MW.h)					Total
	Salud	Pérdida de biodiversidad	Cultivos	Materiales de construcción	Cambio climático	
Diésel	6,38	0,52	0,06	0,03	2,12	9,11
Gas Natural CS	2,08	0,39	0,07	0,03	9,19	11,75
Gas Natural CC	1,40	0,25	0,05	0,02	6,15	7,87
Carbón	6,12	0,59	0,08	0,04	12,71	19,53
Eólica	0,25	0,01	0,00	0,01	0,09	0,37
Hidráulica de pasada	0,12	0,01	0,00	0,00	0,06	0,19
Biogás de Rellenos Sanitarios	2,85	0,10	0,01	0,09	0,16	3,21

²⁵ Los datos utilizados en este análisis se toman del proyecto “Cost Assessment of Sustainable Energy Systems” (Cases), el cual es un estudio financiado por la Comisión Europea y utiliza la metodología ExternE. Este estudio tiene como objetivo principal compilar información de costos externos y privados de la generación eléctrica en diferentes tecnologías. Este estudio realizó estimaciones de costos externos para el periodo 2005-2010, la última actualización de estas estimaciones fue hecha en septiembre del 2008 (García *et al.* 2011: 30).

²⁶ Los datos que se obtienen del proyecto Cost Assessment of Sustainable Energy Systems son costos en cent. €/KWh del 2008. Por ello se llevan a valor futuro (2009) y se aplica la fórmula de Markandya para transferir los valores, en este caso le incluimos el ajuste por el tipo de cambio.

Tecnología	Receptores (US\$ /MW.h)					Total
	Salud	Pérdida de biodiversidad	Cultivos	Materiales de construcción	Cambio climático	
Hidráulica de embalse	0,12	0,01	0,00	0,00	0,00	0,13
Biomasa	2,50	0,27	0,07	0,04	0,53	3,41
Nuclear	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Geotérmica	-	-	-	-	-	1,04**
Solar FV	1,47	0,07	0,01	0,02	0,40	1,98

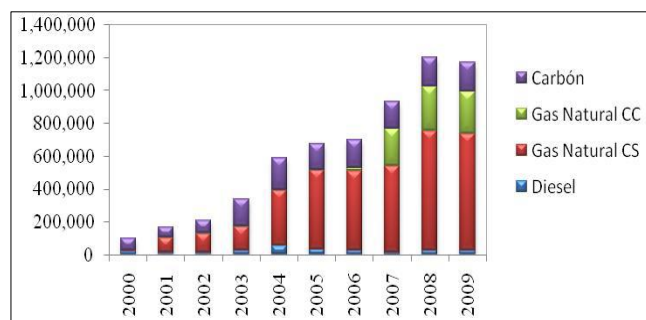
*En este caso se ha excluido el impacto del CO₂ en el cambio climático, ya que este valor se incluye en un cálculo posterior.

**Este se calculó como el 5% del costo por contaminación originada por la Central Térmica, este porcentaje se encontró en base a una ratio entre las emisiones de la Central Térmica y la Geotérmica, de acuerdo con la presentación “Promoción de Inversión en Generación Hidráulica” – ESAN (2008).

Fuente: documento de trabajo 28 – Osinergmin

Luego de obtener los costos de contaminación, el estudio calcula los valores monetarios de la contaminación por tipo de tecnología, para ello toma estadística producida por las centrales de generación eléctrica a lo largo de los últimos diez años. Los resultados advierten que la contaminación ambiental a través de la generación eléctrica con fuente contaminante ha aumentado, en especial las centrales que operan a carbón y con gas natural a ciclo simple.

Gráfico 17. Costos por contaminación en centrales térmicas (miles de dólares)



Fuente: documento de trabajo 28 – Osinergmin

A continuación, se presenta una comparación de costos fijos y variables de la generación eléctrica.

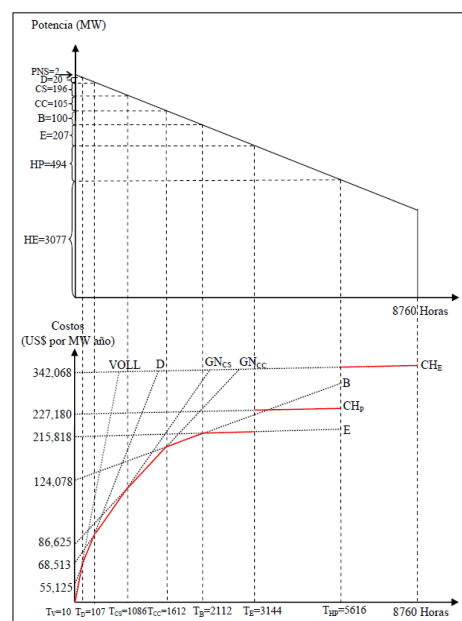
Tabla 6. Costos comparativos de generación eléctrica

Tecnología	Sin Externalidades		Con Externalidades	
	Costo fijo anual (US\$ por MW año)	Costo variable (US\$ por MW.h)	Costo fijo anual (US\$ por MW año)	Costo variable (US\$ por MW.h)
Diésel	55,12	158,80	55.125	167,9
Gas Natural CS	68,51	31,40	68.513	43,2
Gas Natural CC	86,62	18,60	86.625	26,5
Carbón	105,04	15,00	105.040	34,5
Eólica	215,82	0,00	215.818	0,4
Hidráulica de pasada	204,89	0,80	227.180	1,0
Biogás de rellenos sanitarios	202,80	0,00	124.078	3,2
Hidráulica de embalse	233,15	0,80	342.068	0,9
Cogeneración con biomasa	342,61	13,00	326.050	13,4
Nuclear	304,61	5,00	1.468.401	5,0
Geotérmica	339,13	0,00	367.390	1,0
Solar FV	572,00	0,00	572.000	2,0

Fuente: documento de trabajo 28 – Osinergmin

Claramente se observa que los costos variables de las centrales térmicas son mucho mayores a las tecnologías RER. Ahora bien, con los costos incluidos las externalidades del parque generador serían de la siguiente manera.

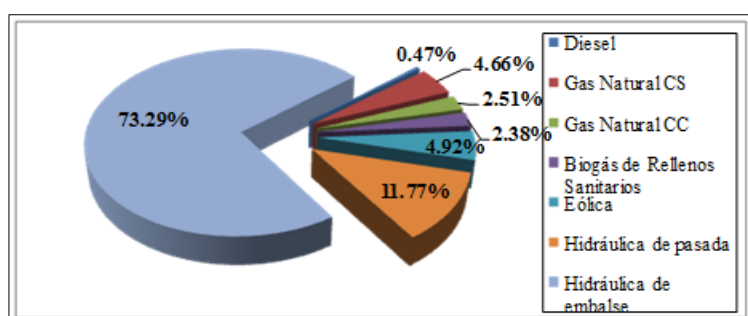
Gráfico 18. Relación entre costos y capacidad eficiente



Fuente: Documento de trabajo N° 28 – Osinergmin

Como era de esperar, considerar las externalidades hace que la capacidad instalada de las centrales térmicas disminuya, por ello las centrales de carbón ya no forman parte del parque generador (ello sin tomar en cuenta escenarios de incertidumbre como sequías entre otros). Al considerar las externalidades la tecnología eólica tiene una participación importante a partir de las 2112 horas siempre y cuando estos generadores puedan cumplir con su factor de planta (30 %). Estos datos modifican la participación del parque generador y se materializa de la siguiente manera:

Gráfico 19. Participación en la potencia instalada



Fuente: Documento de trabajo N° 28 – Osinergmin

Las centrales hidráulicas tienen gran participación (85,07 %), la capacidad térmica instalada disminuyó a 7,63 %, la central eólica posee el 4,92 % de la capacidad total instalada del parque generador. En este caso, el costo total de generación asciende a US\$ 1.281.563 miles (es necesario precisar que este parque generador no considera escenarios de incertidumbre como las sequías, considerar dichos efectos hace que la generación térmica crezca considerablemente).

Lo importante del estudio para lograr una mayor participación de las energías renovables no convencionales en la matriz energética nacional, es que a través de metodologías como la ExternE, se puede valorizar y cuantificar las externalidades negativas, bajo un análisis técnico y con información actualizada, este valor se suma a los costos variables de las generadoras a costos privados. Además, es importante recalcar que el trabajo analizado considera la contaminación ambiental como externalidad negativa; sin embargo, existen otras formas de originar una externalidad a través de la regulación; por ejemplo, que el gas para el sector eléctrico tiene un precio regulado menor al precio internacional desde el 2004, esto implica un subsidio (de millones de dólares hasta la fecha). Ello claramente origina una externalidad que bien podría ser parte de los cálculos en un nuevo estudio.

2.2. Porcentaje de participación de las RER en el SEIN

El D. Leg. N° 1002 y su reglamento establece que la adjudicación de proyectos RER es a través de subastas siendo el Minem, que determina la cantidad de energía a subastar por cada una de las tecnologías RER, es decir, el ministerio asume una suerte de planeador de cuánta cantidad de energía debería adjudicar a través de generadores RER, apalancándose para ello de los alcances que realiza el COES y el propio Osinergmin. Los resultados obtenidos consideran solo a las centrales solares, eólicas y biomas adjudicados; en la primera subasta se adjudicó una potencia de 177 MW, en la segunda se adjudicó 109,2 MW, en la tercera subasta no se adjudicó potencia y en la cuarta subasta se adjudicó 356,08 MW. En total, durante los 10 años de vigencia de la regulación que promueve el desarrollo de las RER es de 642,28 MW.

El art. 2° del D.L. N° 1002, Ley para promover la generación de electricidad con energías renovables señala que el Minem establecerá cada cinco años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el 5 % en cada uno de los años del primer quinquenio. El año 2008, las RER empezaron con el 0 % de participación en el SEIN y el año 2013 (primer quinquenio) terminó con 1,2 % de participación (Minem 2016: 5); existen dos problemas: (i) nunca se logró llegar a la meta del 5 % de participación, y (ii) el Minem nunca estableció la meta objetivo para el siguiente quinquenio 2013 – 2018.

Para saber cuánto de generación RER se ha dejado de inyectar al SEIN por el incumplimiento de la meta objetivo de participación de las RER en el SEIN, debe considerarse el estudio elaborado por el COES el año 2015, la máxima capacidad de generación no convencional a ser instalada en el SEIN; este estudio tiene como objetivo determinar los máximos valores de inyección de generación no convencional a ser instalada en el SEIN para el 2018. El estudio verifica la factibilidad de operar el SEIN dentro de los límites admisibles de seguridad y calidad del servicio, cuando se inyectan diversos niveles de RER. El estudio plantea diferentes escenarios esperados de demanda y generación al 2018, además considera dos factores importantes para generación que son el estiaje y la avenida utilizando criterios usuales de planeamiento de mediano y largo plazo de los sistemas eléctricos de potencia.

En el estudio se propuso una metodología para la determinación de la capacidad máxima de generación no convencional, que se basa en verificar la factibilidad de operar el SEIN dentro de

los límites admisibles de seguridad y calidad del servicio, cuando se inyectan diversos niveles de generación no convencional en los sitios candidatos prefijados. El análisis sistemático se ha aplicado para numerosos escenarios esperados de demanda y generación para el año 2018 (en los periodos estacionales de avenida y estiaje)²⁷. Se consideran en esta exploración los criterios usuales de planeamiento de medio y largo plazo de los sistemas eléctricos de potencia, sea para el horizonte de estudio, sea para el hecho de que los sitios candidatos coinciden con las barras del SEIN que operan a un nivel de tensión mayor de 100 kV²⁸. Se ha supuesto por ello que toda la problemática que resulta en la investigación involucra en forma exclusiva el sistema de transmisión troncal del SEIN, mientras las limitaciones que pueden resultar en las redes con tensión inferior a 100 kV se consideran fuera del alcance de estos estudios y en general se resuelven con medidas de carácter local. Con los resultados, se confirma que los escenarios operativos con la máxima generación no convencional despachada no impactan sobre las redes con tensiones inferiores a 100.kV, y asimismo no se observan limitaciones por parte de dichas redes. Para el estudio se han considerado tres áreas: Norte Chico con 8 proyectos o candidatos de generación eólica y 5 generados solares. Centro 1, con 4 generados eólicos y 4 generadores solares, y Sur Oeste, con 01 generados eólico y 11 solares.

Los resultados obtenidos demuestran un sistema de transmisión al año horizonte 2018 suficientemente robusto con una buena capacidad de transporte en los enlaces en el nivel de transmisión y que, en general, permiten un funcionamiento aceptable del SEIN aun en condiciones de emergencia a causa de contingencias. La regulación del perfil de tensión²⁹, y en particular para el caso de la operación con la nueva cantidad de RER propuesta que se distribuye a lo largo del SEIN, este aspecto se ve mayormente favorecido por el hecho de que los enlaces de mayor longitud en alta tensión (220 y 500 kV).

Por otro lado, se demuestra la capacidad de todo el sistema de transmisión del SEIN para alojar una cierta cantidad de producción RER. Los resultados obtenidos con este procedimiento, considera un total de inyección múltiple por áreas (combinación de parques RER tipo eólico y solar): Norte 720 MW, Centro 1.332 MW y Sur Oeste 604 MW, haciendo un total de capacidad de generación no convencional en el SEIN de 1.656 MW. El requisito necesario es que el total de

²⁷ Avenida, es la estación de mayor producción/solar mayor radiación, eólica mayor frecuencia de vientos.

²⁸ Se refiere a las líneas de alta tensión del sistema interconectado (el sistema troncal/se refiere a las líneas principales/ tiene niveles de tensión mayores a 100 kV (kilo voltios = 1 kV= 1000 V). La potencia de un generador $P=IV$, donde P =potencia=corriente eléctrica x voltaje, la potencia se mide en W(vatios), la corriente eléctrica en amperios (A) y el voltaje en voltios (V). Por ejemplo un generador de corriente alterna (voltaje 220 V) que desarrolla una corriente de 10 A, tendrá una potencia $P=220\text{ V} \times 10\text{ A} = 2200\text{ VA} = 2200\text{ kW}=2,2\text{ kW}$. Las líneas de alta tensión tienen voltajes superiores a 100 kV.

²⁹ La tensión en el sistema SEIN está definida entre 220 a 500 kV.

producción solar sea alrededor del 65 % del total capacidad de generación no convencional del SEIN. Esto porque durante el periodo de mínima demanda (en general durante las horas nocturnas), el despacho de generación convencional térmica factible a ser totalmente reemplazada por la RER es de alrededor de 600 MW³⁰, y siendo nula la producción solar en esas horas, el resto de los parques eólicos se pueden despachar a la plena potencia. En caso contrario, si el porcentaje de generación solar es inferior a lo mencionado el riesgo es que:

- a) Se despachen los parques eólicos a un valor inferior a la plena potencia
- b) Se disminuya la producción de las centrales hidráulicas (se vierta agua sin turbinar), cosa que no es razonable

Las verificaciones de funcionamiento han demostrado que con toda la nueva generación no convencional en servicio se obtiene un notable mejoramiento en la operación del SEIN, con un doble efecto desde el punto de vista de la economicidad: por un lado, el apagado de un porcentaje importante de generación Térmica que viene sustituida por la RER, y por el otro una reducción de las pérdidas totales del sistema que oscila entre el 10 y el 20 % para los escenarios con demanda de carga media y máxima. Este efecto se debe a una generación más homogéneamente distribuida en el sistema y, por lo tanto, más cercana a las demandas.

Otro aspecto para tener en cuenta de un desarrollo de esta naturaleza es el de la seguridad, el hecho de reemplazar una parte importante de la generación convencional térmica lleva a no despachar unidades de gran tamaño y, en consecuencia, se disminuye la probabilidad de ocurrencia de eventos que pueden provocar un impacto desfavorable en el sistema.

El estudio determina que el valor de capacidad de generación no convencional estaría definido por el escenario de Av18med, con un valor de 1.668 MW, prácticamente el valor que fue determinado considerando el completo apagado de las unidades térmicas convencionales. Esta capacidad máxima propuesta es posible en función a que el escenario de Av18min ocurre en horas nocturnas, lo cual requiere que la cantidad máxima de RER de tipo eólica en el SEIN deba ser de alrededor de 600 MW (591 MW para mayor precisión), es decir, para las consideraciones

³⁰ Estos porcentajes surgen del aplicar un criterio tal que el desplazamiento de generación térmica convencional respete el Mínimo Técnico de las Centrales compuestas por unidades de Turbo Vapor, como se ha detallado más adelante. Inicialmente en la aplicación de la metodología se supuso el reemplazo de la generación térmica convencional por la nueva RER sacando de servicio completamente todas las unidades (criterio extremo más de carácter conservativo), con la finalidad de resaltar las capacidades del SEIN alojando una producción (RER) que no aporta servicios auxiliares en la misma medida de las unidades convencionales. Los porcentajes en este último caso entre Solar y Eólico resultaron 40 % y 60 %, respectivamente, dado que el margen de unidades Térmicas despachadas durante la condición de Mínima Demanda es de alrededor de 1000 MW.

expuestas la cantidad de generación fotovoltaica total respecto a los 1.660 MW deber ser en torno al 65 %.

La operación del SEIN, en general, tendría una fuerte penetración de generación RER durante el periodo de demanda media³¹, en particular alrededor del mediodía, cuando la irradiación solar es máxima, y solo en ese entorno el parque de unidades térmicas convencional se vería reducido a operar al mínimo técnico de la central. En la medida en que la condición de la demanda va hacia las horas de punta y de mínimo, la producción solar tiende a cero, y el desplazamiento de generación térmica convencional se produciría fundamentalmente por la parte de RER de tipo eólica, la cual, teniendo en cuenta los valores de CMGNC propuestos, no debería ser mayor de 600 MW. Finalmente, teniendo en cuenta los resultados y suponiendo un desarrollo de generación no convencional a los valores máximos indicados, es posible estimar la producción de la nueva RER al 2018 en términos de energía.

Tabla 7. Demanda y máxima capacidad RER al 2018

Demanda total SEIN esperada al 2018		Máxima capacidad nueva RER (solar + eólico) en el SEIN al 2018						
Pico ³² (MW)		Valor medio GWh/año		MW	Valor medio GWh/año		% respecto a la demanda esperada	
7450		59790,0		1656,0	3786,2		6,4	
Solar-fotovoltaico					Eólico			
Pmax		Energía media anual ³³			Pmax		Energía media anual	
MW	%	Factor de planta %		Valor medio GWh/año	MW	%	Factor de planta %	Valor medio GWh/año
1076.4	65.0	24.0		2263.0	579.6	35.0	30.0	1523.2

Fuente: Elaboración propia. Evaluación para la nueva generación no convencional en términos de energía para el año 2018-COES.

Si se toma en cuenta el total de la capacidad máxima de generación no convencional en el SEIN arrojada en el estudio que es de 1.656 MW y la se relaciona con la capacidad máxima ya adjudicada que es de 642,28 MW, la diferencia debería ser la cantidad de energía a subastar en la siguiente licitación, esta potencia es de 1.013,72 MW. Ello implicaría contar con metas crecientes

³¹ La demanda máxima es el más alto valor de producción o consumo integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de un mes. www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones. La demanda media será el valor medio de la energía en un determinado tiempo.

³² Demanda de potencia pico (máxima potencia). La energía $E=P \times t$ (E en GWh, 1 GW= 10^9 W, t = tiempo en horas. 1 año = 365 días x 24 horas.

³³ Considerando las horas de sol donde se produce la energía fotovoltaica.

de presencia de las RER en el SEIN, es decir, no solo contar con una meta tope del 5 %, sino más bien contar con metas crecientes al 2030.

3. Mercado libre

3.1.Potencia firme

EL modelo de la industria eléctrica tiene dos funciones: “Funciones físicas donde se encuentran las actividades de generación, transmisión, operación del sistema y la distribución de electricidad, y funciones comerciales donde se encuentran ventas en el mercado mayorista, conformado por el mercado mayorista o mercado spot –en el que participan solo generadores y es administrado centralizadamente–, y en el mercado de contratos a plazo –suministro de generadores a distribuidores y grandes consumidores o usuarios libres–, así como las ventas a los consumidores minoristas o regulados” (Okumura s.f.: 262). Dentro de este esquema, el sistema eléctrico peruano cuenta con usuarios libres y regulados; los primeros pueden acceder al suministro de energía a través de contratos libremente pactados (en precio y suministro) con los generadores o distribuidores, mientras que en el mercado regulado, los distribuidores pueden acceder al suministro de energía por parte de los generadores a través de licitaciones y a través de contratos bilaterales con la condición de que los precios pactados no excedan la tarifa en barra; una condicionante regulatoria para ambos casos es que los contratos de suministros firmados deben garantizar el requerimiento total de potencia y energía.

- Energía: “Este concepto tarifario está destinado, en primer lugar, a que las centrales que operaron recuperen por lo menos sus costos variables, cuyo concepto principal a considerar es el combustible. De este modo, toda la energía inyectada y consumida se remunera en función al costo marginal de corto plazo del sistema (CMg), que es el costo de producir una unidad de energía adicional en el sistema en un momento dado y se calcula en intervalos de quince minutos” (Okumura s.f.: 271). El costo variable (CV) por recuperar, según la definición planteada son dos: (i) costos variables de combustibles (se sustenta con comprobantes de pago, excepto para el gas, que solo es necesario una declaración), y (ii) costos variables no combustibles (mantenimientos sustentados en informes técnicos aprobados por el COES). En ese sentido, “en la medida que las centrales se operarán en orden ascendente de CV, al fijarse el CMg sobre la base del costo de producir una unidad adicional, este será el CV de la central más cara que operó y, por ende, suficiente para cubrir los CV de todas las unidades de generación que le precedieron en la operación” (Okumura s.f.: 262).

Consecuentemente, el pago por la energía generada reconoce los costos variables de los generadores que participan en el SEIN.

- Potencia: “Es un concepto regulatorio, destinado a remunerar la inversión eficiente en infraestructura, es decir, recuperar la inversión realizada en las centrales de generación, o al menos parte de ella” (Okumura s.f.: 273), esta remuneración se establece sobre la base de la tecnología que es considerada más eficiente, independiente de la inversión real. Es decir, mientras más cara sea la tecnología reconocida por el regular en la remuneración de potencia, esta deberá conseguir ganancias en la comercialización de la energía. En ese sentido, la combinación de ingresos obtenida por energía y potencia puedan recuperar su inversión más una utilidad. Estos ingresos de potencia son determinados por el COES en función al concepto de potencia firme cuyo valor económico se encuentra en función a tres criterios: (i) ingresos garantizados por potencia firme requeridos por el sistema (IGPF); (ii) ingresos adicionales por potencia generada en el sistema (IAPGS); y (iii) egresos por compra de potencia en el sistema (ECPS)³⁴.

Teniendo en cuenta lo señalado anteriormente, el Anexo de La ley de Concesiones Eléctricas establece como definición de potencia firme lo siguiente: “Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo con lo que defina el Reglamento”³⁵. En el caso de las centrales hidroeléctricas, dice la norma que la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de 95 %. En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita. Como se aprecia, para la regulación de potencia firme, existe gran relevancia el concepto de alta seguridad, es decir, es la potencia que puede suministrar un generador con alta disponibilidad y garantía, en el marco del sistema eléctrico peruano, es la potencia segura suministrada por un generador durante un determinado tiempo para garantizar el abastecimiento de la demanda calculada por el COES.

3.2.Potencia firme en las RER

Sobre la base del criterio de seguridad y garantía de entrega de potencia al usuario para definir a la “potencia firme”, teniendo en cuenta que la energía eólica y solar “no generarían” esa garantía, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas dispuso en su artículo 110° “Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme será calculada por el COES³⁶”. Este procedimiento o cálculo está pendiente desde el año 2013, por ello se sigue

³⁴ Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Art. 109.

³⁵ Ley de Concesiones eléctricas D.S. N° 25844, Anexo – definición 12.

³⁶ Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas D.S. N° 003-93-EM, artículo 110°, letra “g”.

considerando como potencia firme de las RER “cero”. Asimismo, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas dispone en su artículo 101° que “ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias, y las que tenga contratada con terceros, pertenezcan o no al COES”, es decir, para contratar con usuarios es necesario contar con potencia firme y energía firme.

En ese sentido, la regulación permite la contratación de energía generada por RER a través de subastas convocadas por Osinergmin; no obstante, los generadores RER pueden optar por no participar en tales subastas e intervenir en el mercado eléctrico a través de la suscripción de contratos de suministro, conforme lo señala el artículo 19 del Reglamento del Decreto Legislativo 1002³⁷. Sin embargo, la Ley N° 28832 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, establece que ningún generador puede contratar con usuarios libres y distribuidores más potencia o energía firme que las propias y las que tenga contratada con terceros. Como consecuencia de ello, los contratos de suministro pactan una determinada cantidad de potencia y el suministro de energía asociada a dicha potencia. Esto genera un problema para las generadoras RER, ya que solo podrán pactar en sus contratos de suministro la venta de energía, mas no de potencia. En consecuencia, la regulación impide el crecimiento de las RER al condicionar su participación en el SEIN solo a través de la subasta.

La definición legal de potencia firme establecida en la Ley N° 25844³⁸ tiene un criterio de seguridad y garantía de entrega de potencia al usuario, tomando en cuenta este criterio y el desconocimiento de la seguridad y garantía que puede aportar la energía generada a través de tecnología solar y eólica, es que la regulación y las decisiones políticas no permiten un reconcomiendo de potencia firme de las RER. El mito de la falta de seguridad y garantía de las RER es desestimado por los resultados anuales de parques eólicos y solares en funcionamiento.

3.3.Potencia firme en la energía eólica

En abril del 2014 se puso en operación el parque eólico Marcona (Ica), el primer parque eólico del Perú de grandes dimensiones (32 MW). En agosto y septiembre de ese mismo año se conectaron a la red los parques eólicos de Cupisnique (Pacasmayo, La Libertad) con 80 MW y

³⁷ Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Artículo 19.- Ingreso por Energía.

19.1 El Generador RER no Adjudicatario puede vender parte o la totalidad de su producción de energía eléctrica a precio libremente contratado con terceros o en el Mercado de Corto Plazo.

³⁸ Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas, Definiciones: 12. 94 Potencia Firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo con lo que defina el Reglamento.

Talara (Piura) con 30 MW, respectivamente. A principios de 2016 se conectó el parque eólico Tres Hermanas (Ica) con 97 MW de potencia instalada. En febrero de 2016, se resolvió la adjudicación de potencia de la cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables al SEIN, donde en primera ronda se adjudicó un proyecto eólico de 132 MW, denominada “Wayra”, inaugurado en julio del 2018. La capacidad nominal de todas las instalaciones al 2018 alcanza a 371 MW.

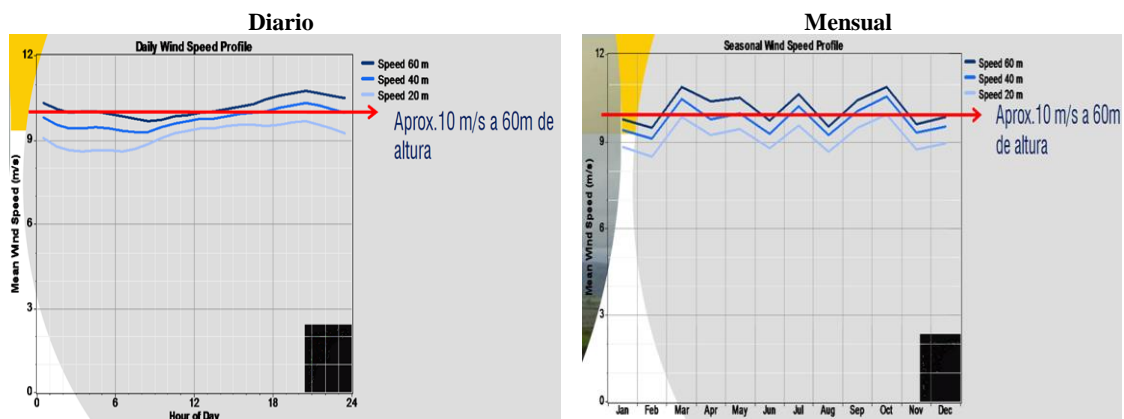
Tabla 8. Características del proyecto Tres Hermanas y Marcona

PE Tres Hermanas	PE Marcona
Potencia a instalar 97.15 MW	Potencia a instalar 32MW
33 aerogeneradores de los cuales 25 son de 3,15 MW y 8 de 2,3 MW	11 aerogeneradores de 2,3 MW y 3,15 MW
Producción estimada anual ≈ 415 GW.h	Producción estimada anual ≈ 150 GW.h
Suministro de energía a más de 80.000 hogares	Suministro de energía a más de 30.000 hogares
Subestación del SEIN: Marcona 220 kV	Subestación del SEIN: Marcona 220 kV.
Periodo estimado de construcción: 18-20 meses	Periodo estimado de construcción: 14-16 meses
Fecha puesta en marcha: 31 diciembre 2015	Fecha puesta en marcha: 21 de marzo de 2014

Fuente: Osinergmin 2016

Las cifras mensuales de generación de energía de estos dos proyectos permiten echar abajo mitos sobre la falta de seguridad y garantía atribuidos a esta forma de generación eléctrica, pues, según datos de los concesionarios, los valores medios diarios, mensuales y anuales de viento medidos son valores extraordinarios que demuestran la existencia de un gran potencial del viento no solo en Marcona, sino en todo el litoral peruano. Por ejemplo, en el siguiente gráfico se muestra que a lo largo del día el viento se mantiene aproximadamente uniforme a 60 m de altura, alcanzando un promedio de diario, mensual y anual de 10 m/s.

Gráfico 20. Valores medios de velocidad diaria, mensual en el parque eólico Marcona



Fuente: Parque eólico Marcona SRL y Parque eólico Tres Hermanas SAC. Foro Regional Ica 2013.

En consecuencia, la generación eólica de electricidad no tiene un horario diario, mensual preferencial, sino que es constante las 24 horas del día y los 365 días del año.

En diciembre del 2014, en una entrevista al diario oficial *El Peruano*, Juan José Navarro, responsable de negocios del parque eólico de Marcona, señala que el Perú tiene un gran potencial explotable de energía eólica. El caso Marcona es único por su potencia. “Los mejores parques eólicos que se pueden construir ahora mismo en México ofrecen 3.800 horas equivalentes. En el parque eólico de Marcona existen aproximadamente 4.400 horas equivalentes. En España, los grandes parques proveen 2.800; en Dinamarca y Alemania, unos buenos parques ofrecen 3.000 horas equivalentes. En relación con las 4.400 horas o más que pueden tener ustedes aquí, solo queda decir que su capacidad es espectacular”. Para entender el significado de horas equivalentes, se desarrollará el concepto de factor de capacidad.

- Factor de capacidad

El también denominado factor de carga o factor de planta es un concepto que facilita la comunicación sobre la capacidad real de un aerogenerador o un parque eólico para generar energía eléctrica, en un sitio concreto. Es decir el factor de capacidad (FC) se define como la relación entre la energía generada (E) por un aerogenerador, o parque eólico, durante un periodo dado y la que se hubiera producido si durante ese periodo hubiese estado funcionando continuamente a potencia nominal (Pn)³⁹.

El factor de capacidad se calcula para un período de 1 año = 365 días x 24 horas = 8760 horas.

$$FC = E / (P_n \times 8760) \times 100 \%$$

EL FC debe ser mayor que el 20 % para que un sistema de generación de electricidad (aerogenerador o parque eólico) se considere de forma preliminar factible económicamente. Un factor de capacidad de una turbina de 50 %, por ejemplo, es equivalente a decir que un aerogenerador de 1 MW trabajará el 50 % de las 8.760 horas del año, es decir, 4.380 horas al año (la mitad de las horas anuales), en restos de las horas no generará ninguna potencia, debido a la intermitencia o variabilidad del viento. O también puede decirse que el aerogenerador de Pn = 1 MW funcionará todas las horas del año (8.760 horas) a un 50 % de su potencia nomina, es decir, 0,5 MW.

³⁹ Potencia Nominal –Pn: Es aquella determinada por los fabricantes y diseñadores, bajo condiciones teóricas y experimentales de laboratorio).

Si se toma en cuenta lo anterior, el factor de capacidad se expresa en porcentaje, pero también se expresa en horas al año, lo que se conoce como horas equivalentes; es decir, para los aerogeneradores de los parques eólicos del Perú el FC es incluso mayor a 50 %, que es lo mismo que decir un factor de capacidad de 4.380 horas equivalentes. Este dato es empleado por las empresas que diseñan y construyen los parques eólicos; en el caso peruano, el factor de capacidad (FC) o factor de planta (FP) considerado y comprobado es aproximadamente 50 %.

En la siguiente tabla se muestra la energía generada por los parques eólicos considerando el FC de 50 % u horas equivalentes, que coinciden aproximadamente con los valores señalados por los operadores de dichos parques.

Tabla 9. Parques eólicos Perú (1 año = 8760 h)

Parque eólico	Pn (MW)	FC (%)	(HE), horas equivalentes	Energía GWh/año (Pn)(H.E.)	Energía, GWh/día (Pn)(H.E.)/365
Marcona (2014)	32	50	4.380	140	0,384
Cupisnique (2014)	80	50	4.380	350	0,959
Talara	30	50	4.380	131	0,360
Tres Hermanas (2016)	97	50	4.380	425	1,164
Wayra I (2018)	132	50	4.380	578	2,077
Total	371			1624	4,944

Fuente: Elaboración propia (los valores son referenciales asumiendo las horas equivalentes, se aproximan a los datos oficiales de la producción de energía eléctrica anual). Datos a julio del 2018.

Se puede apreciar que la generación eólica no tiene un horario diario, mensual preferencial, sino que es constante las 24 horas del día y los 365 días del año a 60 metros de altura. Además, su factor de capacidad llega al 50 % y no al 30 %, como lo estiman.

3.4. Potencia firme en la energía solar

En el Perú, sobre todo en las regiones del sur y zonas andinas, existe un gran potencial solar que hace viable y confiable la operación de centrales solares, por ello las mayores plantas solares de generación de electricidad (sistemas fotovoltaicos) están en Arequipa, Moquegua y Tacna. De hecho, el Atlas de Energía Solar del Perú (Senamhi 2003) muestra que a nivel nacional existe un potencial de energía solar promedio diario de 5,2 kW.h/m², e indica una elevada radiación solar anual en la sierra y costa sur de aproximadamente 5,0 a 7.5 kW.h/m², en la costa y selva de aproximadamente 4,5 a 5,0 kW.h/m².

Un dato importante a tomar en cuenta en la generación de electricidad a través del sol es la potencia pico que equivale a $1 \text{ kW/m}^2 = 1000 \text{ W/m}^2$. Así, por ejemplo, si un día cualquiera del año, en una región determinada, se ha medido o recibido 5 kW.h/m^2 , es posible afirmar que ese día se han recibido 5 horas pico, es decir, $5 \text{ h} \times 1 \text{ kW} = 5 \text{ kW.h/m}^2 = 5 \times 1000 \text{ W.h/m}^2$. A estas horas se les denomina hora pico. En el Atlas de Energía Solar del Senamhi aparece el mapa de radiación para el departamento de Moquegua, donde, sobre la base de colores, se determina la radiación solar incidente en diferentes meses del año. Así, por ejemplo, en el mes de noviembre la radiación o energía solar media diaria (promedio de los valores recibidos los 30 días del mes) es $7,5 \text{ kW.h/m}^2$, esto corresponde a 7,5 horas pico y así se toman los valores sucesivamente. Estos mapas mensuales son empleados por las empresas concesionarias que han puesto en operación las centrales solares del país (ver anexo 3).

Esto significa, por ejemplo, que en el invierno (mayo-agosto), las horas de sol promedio son de 6 horas (horas pico), entre las 10:00 h hasta las 16:00 horas, mientras que en la primavera y verano, esta región recibe 7 u 8 horas pico (entre las 08:00 horas hasta las 17:00 horas). En este periodo, los paneles solares generan electricidad. Considerando esta valiosa información, en el Perú a través de subastas adjudico 7 proyectos 220,5 MW de potencia; el más grande es el proyecto RUBI, que fue adjudicado en la cuarta subasta que tiene una potencia de 180 MWp (180 megavattios pico), para obtener esta potencia, los paneles deben recibir una radiación solar de un número determinado de horas pico (dependiendo de la estación) y las células fotovoltaicas (componente básico de un panel) deben encontrarse a una temperatura de 25°C y $AM=1,5$ (transparencia de la atmósfera). Los fabricantes y la prensa hablan de potencia en MW, por razones obvias y tecnológicas. Por ejemplo, para calcular la energía producida por la Central Solar RUBI, empleando el mapa que se encuentra en el anexo 3 del presente trabajo, durante el mes de mayo del 2018 se multiplica el número de días (31) x las horas pico de sol (6,0 h) x la potencia pico de planta (180 W) = 33.480 MW.h/mes. Para el mes de noviembre, procediendo de la misma forma se obtiene 40.500 MW.h/mes, y así sucesivamente. Si se suma el total anual se obtiene: 440.460 MW.h; si se aproxima queda $440.000 \text{ MW.h} = 440 \times 10^3 \times 10^6 \text{ W.h} = 440 \times 10^9 \text{ Wh} = 440 \text{ GW.h}$.

Tabla 10. Energía producida por la central solar Rubí

MES	N° días (1)	horas sol(2)	Energía producida por mes (MW.h/mes) (1) x 180 W x (2)
Enero	31	7,5	$31 \times 180 \times 7,5 = 41.850$
Febrero	28	7,5	37.800
Marzo	31	7,0	39.060

MES	N° días (1)	horas sol(2)	Energía producida por mes (MW.h/mes) (1) x 180 W x (2)
Abril	30	6,0	32.400
Mayo	31	6,0	33.480
Junio	30	6,0	32.400
Julio	31	6,0	33.480
Agosto	31	6,0	33.480
Setiembre	30	6,5	35.100
Octubre	31	7,0	39.060
Noviembre	30	7,5	40.500
Diciembre	31	7,5	41.850
Total (anual)			440.460 MW.h/año = 440 GWh/año

Fuente: Elaboración propia, 2018

Corroborando lo anterior, en las fichas técnicas, publicada por Osinergmin (supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación, marzo 2018), para las centrales solares instaladas consideran un factor de planta entre 21,5 a 30 %, asumiendo un FP de 30 % para Rubí ($P_n = 144,5 \text{ MWp}$), la energía generada anual es de 379,7 GW.h/año. Este dato difiere del indicado anteriormente, porque en este se ha tomado como potencia 180 MWp, dato indicado por la empresa.

Además debe tomarse en cuenta que la electricidad generada por una central solar, al igual que las eólicas, no tiene sistema de almacenamiento, por lo que deben despacharse a la red en cuanto empiezan a generar, y dependen de las horas de sol. Estas plantas solo generan durante el día y dependen de la variabilidad solar; sin embargo, al considerar un factor de planta mínimo (30 %), el resto son pérdidas por sombras, nubosidad, polución, polvo en la superficie de los paneles, inclinación de los paneles, sistemas de seguimiento al sol, entre otros. En consecuencia, el Perú, en particular en las regiones del sur (Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna), tiene un gran potencial de energía solar (6 a 8 kW.h/m² día, promedio diario anual, con variaciones estacionales), zonas privilegiadas que están generando y despachando al SEIN toda la energía que producen, la disponibilidad de esta energía está comprendida entre las 08:00 horas hasta las 17:00 horas. La planta solar más antigua es la de Majes Solar Arequipa, Caylloma, que inició sus operaciones en octubre del 2012, a la fecha, cuentan 6 años de producción ininterrumpida, comprobando su performance eficiente, confiabilidad, sostenibilidad en el tiempo y, sobre todo, rentabilidad económica para el operador.

3.5.Mercado regulado

La Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832) dispone que los distribuidores pueden suscribir contratos de suministro para atender su demanda. Para

ello, se cuenta con opciones, por un lado realiza un proceso de licitación y por otro los distribuidores pueden celebrar contratos bilaterales sin la necesidad de licitación. Estas dos alternativas tienen un impacto negativo, ya que las licitaciones ya no son consideradas obligatoriamente por los distribuidores, por ser más costosas, implicar mayor tiempo, entre otros factores. La situación comercial del sector eléctrico proporcionada en abril del 2018 por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin al año 2017 indica que la venta de energía eléctrica fue de 44.093,14 GW.h, de este total el 44,14 % se realizó en el mercado regulado y un 55,86 % se realizó en el mercado libre, es decir, la venta de energía en el mercado regulado fue 19.463,39 GW.h y en el mercado libre fue 24.629,75 GW.h.

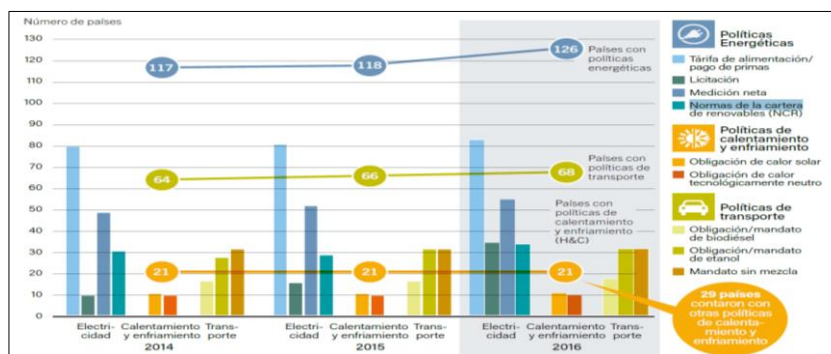
Estas licitaciones de largo plazo realizadas por los distribuidores tienen características importantes a resaltar, como el hecho de que el precio firme y el plazo contractual no pueden ser objeto de modificatoria entre las partes sin la autorización de Osinergmin. Además, una condición importante es el “largo plazo”; ello con la finalidad de dar opción a las generadoras de gestionar sus decisiones de inversión y, por otro lado, brindar seguridad al suministro eléctrico de los usuarios. Bajo estas condiciones hasta el momento se ha desarrollado 10 licitaciones de largo plazo entre empresas distribuidoras y generadoras bajo las siguientes condiciones (el detalle de las 10 licitaciones está en el anexo 4). Por otro lado, según el anuario estadístico del 2017, las empresas distribuidoras que intervienen en el mercado regulado suman 20 (Osinergmin 2018: 74), y solo 13 empresas distribuidoras participaron en procesos de licitación, es decir, 7 de ellas cuentan con contratos bilaterales de corto plazo.

Como se puede observar, solo existe energía generada a través de RER en el mercado regulado; las distribuidoras no pueden contratar a través de licitaciones propias ni a través de contratos bilaterales con generadoras de RER. Se conoce la importancia de promover el uso de las RER en el sistema eléctrico peruano, para ello es necesario contar con mecanismos de política y regulatorios que permitan su mejor uso y en condiciones de competencia. A nivel internacional existen muchos mecanismos regulatorios que permiten la implementación de políticas en pro de las RER, por ejemplo, transferencias financieras directas o sistema de primas, que garantizan un ingreso financiero seguro a las generadoras renovables; instrumentos regulatorios, que establecen sistemas de cuotas; instrumentos comerciales, que establecen preferencias arancelarias para las importaciones de equipos de generación que utilicen recursos renovables; política tributaria, que establece reducciones impositivas; e instrumentos crediticios, que permiten obtener créditos preferenciales (Osinergmin 2017: 77).

3.5.1. Sistema de cuotas para regular las licitaciones

Existen mecanismos que permiten regular las licitaciones o subastas realizadas en el sector energético, el más utilizado es el denominado estándar de cartera renovable (RPS)⁴⁰, que es una obligación exigida por un gobierno en una empresa de servicios públicos, grupo de empresas o consumidores para proporcionar o usar un mínimo predeterminado de participación renovable específica de la capacidad instalada, o de la electricidad o calor generado o vendido. En caso de incumplimiento existen algunas penalidades. Estas políticas también se conocen como “renovables estándares de electricidad” o “mandato cuotas de mercado”, según la jurisdicción.

Gráfico 21. Número de incentivos normativas y mandatos en RER por tipo 2014-2016



Fuente: Puntos destacados del reporte de REN21 sobre la situación mundial de las energías renovables 2017 en perspectiva.

En el mundo, 126 países adoptaron políticas energéticas como el pago de primas, licitaciones y normas de cartera renovable. Según datos de la Irena para finales del 2016, 100 jurisdicciones han adoptado alguna variedad de obligaciones de cuotas de electricidad, incluyendo 29 estados de Estados Unidos (Irena 2018: 61). Por ello se propone que la regulación permita incluir estándares de cartera renovable como mecanismo de promoción de las RER.

⁴⁰ Renewable portfolio standard (RPS). An obligation placed by a government on a utility company, group of companies or consumers to provide or use a predetermined minimum targeted renewable share of installed capacity, or of electricity or heat generated or sold. A penalty may or may not exist for non-compliance. These policies also are known as “renewable electricity standards”, “renewable obligations” and “mandated market shares”, depending on the jurisdiction. Concepto extraído de Renewables 2018 Global Status Report, International Renewable Energy Agency (IRENA) pág. 237.

3.6. Transición energética mundial hacia el uso de las RER

Es innegable que la generación eléctrica está en transición hacia el uso de energía menos contaminante, hoy en día las RER tienen costos competitivos, por ejemplo, en México el 2017 se adjudicó un proyecto eólico a un costo de US\$ 17 por MW.h. El Perú no es ajeno a los resultados, pues los precios en las primeras subastas llegaron a US\$ 221,1 por MW.h; sin embargo, durante las últimas subastas el precio de adjudicación bajo hasta llegar a los US\$ 38 por MW.h. Por otro lado, países como Chile y Colombia proyectan que para el 2025 la producción de energía a través de RER llegará al 25 % de su matriz energética. En el Perú, al cierre del 2017 la producción de energía a través de RER representó el 2,7 % del SEIN, porque no se toma en cuenta que el Perú produce cerca de 68 millones de toneladas de CO₂ anualmente⁴¹. Porque no se toma en cuenta que organismos internacionales como el Banco Mundial dejará de financiar operaciones de explotación y producción de petróleo y gas a partir del 2019. En el anexo 5 se exponen mayores detalles sobre la transición energética mundial hacia las RER.

4. Política energética en la planificación de las líneas de transmisión

4.1. Centralismo energético

La Ley N° 28832 señala que el COES es el planificador de la red principal de transmisión eléctrica⁴² también denominado Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), por su lado, el Minem es el que aprueba el plan de transmisión (PT) y el Osinergmin es el encargado de adjudicar los proyectos de transmisión a los inversionistas. El Decreto Supremo N° 027-2007 aprueba el reglamento de transmisión señala como objetivos generales del plan de transmisión los siguientes (art. 13): (i) Identificar las obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico y seguro de la energía eléctrica en bloque; (ii) Promover la competencia entre agentes del SEIN; (iii) Propiciar el desarrollo armónico de las instalaciones de transmisión económicamente justificadas; (iv) Que las instalaciones de transmisión satisfagan los requerimientos de seguridad y calidad de servicio establecidos en las normas pertinentes, y (v) Promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica. La transmisión es importante para desarrollo de las actividades de generación y distribución, por lo que un

⁴¹ Según el Global Carbon Atlas, el Perú se ubica en el puesto 50 entre los 220 países que más emiten estas partículas, según el Global Carbon Atlas. En Sudamérica, Ecuador (66), Bolivia (87), Uruguay (116) y Paraguay (124), se encuentran ubicados en una posición más sana dentro de esta lista.

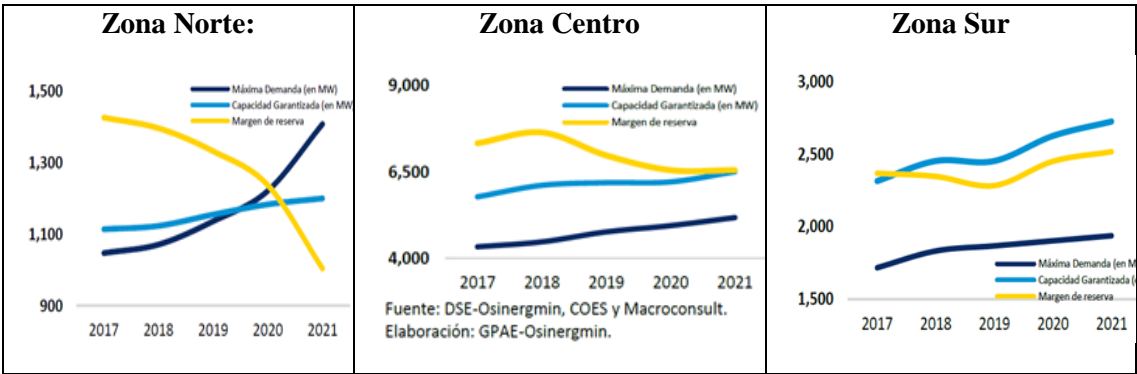
⁴² Artículo 13.- El COES tiene a su cargo las siguientes funciones de interés público, a) Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio.

planeamiento adecuado permite que no se tengan futuros problemas en el suministro. ¿Y si el planeamiento de las líneas de transmisión tuviera en cuenta las locaciones geográficas con gran potencia de producir energía a través de las RER, su participación en el SEIN aumentaría? Se considera que sí.

La remuneración del sistema principal de transmisión (que pagan todos los usuarios) tiene dos componentes: (i) los costos eficientes de inversión, y (ii) los costos por operación y mantenimiento. Para fijar una tarifa es necesario contemplar algunos efectos que se originan en la transmisión eléctrica, dentro de estos tenemos a las “las pérdidas, es decir, parte de la energía que transita por las líneas se pierde al calentar los transformadores y conductores (pérdidas de transmisión). Así, solo alrededor del 98 % de la energía inyectada es transportada hacia los nodos de consumo. Así, el despacho óptimo requiere la producción de una cantidad mayor a la demanda” (Osinerghmin 2016: 39). Además de ello, las pérdidas son mayores en líneas más cargadas. Y otro efecto a tomar en cuenta es la congestión, comprendida como la limitada cantidad de energía que puede transportar una línea de transmisión; en consecuencia, al existir “las pérdidas” y “la congestión” en las líneas de transmisión originan diferentes precios en cada nodo del sistema, enriendándose como precio nodal a los costos marginales para satisfacer un incremento de demanda en determinado nodo, que comprende tres componentes, el costo marginal de generación, costo marginal de pérdidas, y costo marginal de congestión (Osinerghmin 2016: 152).

El gran problema en la planificación de las líneas de transmisión es que históricamente se realizó teniendo en cuenta el gas de Camisea, es decir, desde el descubrimiento del gas de Camisea, el Estado planificaba traer el gas a la ciudad de Lima, como se realizó. Por ello, según la Sociedad Peruana de Energía Renovable al 2017, la generación eficiente en el centro del país fue de 7.600 MW con una demanda de 4.100 MW, mientras que en el norte del país, la oferta asciende a 900 MW y la demanda asciende a 1.200 MW, y en el sur la oferta es de 600 MW y la demanda es de 1.300 MW; es decir, se importa una energía del centro a cubrir la demanda del norte y sur del país, y existe un excedente de generación en la zona centro de aproximadamente 2.500 MW. El panorama no es muy alentador, ya que de acuerdo con el último reporte de Osinerghmin sobre el balance de oferta y demanda el norte del país no es autosuficiente; sin embargo, se espera que el norte deje de ser autosuficiente en generación eléctrica, en línea con el avance de máxima demanda y un crecimiento más lento de la oferta (Osinerghmin 2018: 2).

Gráfico 22. Balance oferta y demanda



Fuente: Osinergmin

El impacto se ve claramente en el balance entre la oferta y la demanda, pues el norte es un área incapaz de cubrir su demanda, por ello debe ser cubierta por la zona central del país, produciéndose pérdidas, congestión y costos asociados a la operación y mantenimiento.


Capítulo V. Propuesta

1. Propuestas 1 y 2: Mejora en el mercado mayorista

1.1. Propuesta 1: Respecto a la metodología para planificar el despacho de energía

La propuesta radica en considerar a las externalidades negativas como factor adicional (aparte de los bajos costos de producción), es decir, pretendemos sumar un “costo social”, que es un valor originado al valorizar las externalidades negativas producidas por la generación eléctrica.

Tabla 11. Propuesta de cambio a la metodología para planificar el despacho de energía

Sin cambios	Con cambios		
El operador del sistema coordina y asigna económicamente a las centrales de generación en función a la eficiencia productiva del parque eléctrico, priorizando aquellas con menores costos variables, hasta lograr cubrir la demanda en cada hora del día (Osinermin 2016: 39).	El operador del sistema coordina y asigna económicamente a las centrales de generación en función a la eficiencia productiva del parque eléctrico, priorizando aquellas con menores costos variables, hasta lograr cubrir la demanda en cada hora del día.	+	Como los costos variables son como consecuencia directa de la generación de energía, se incluye un costo adicional a todas las formas de generación, que es el costo social.
Para la determinación del parque generador eléctrico óptimo se toman en cuenta los costos fijos y variables de generación, la combinación de ellos y el tiempo de suministro originan el parque generador óptimo.	Para la determinación del parque generador eléctrico óptimo se toman en cuenta los costos fijos y variables de generación, la combinación de ellos y el tiempo de suministro originan el parque generador óptimo.	+	Como los costos variables son como consecuencia directa de la generación de energía, se incluye un costo adicional a todas las formas de generación, que es el costo social.
			 Nuevo costo variable

Fuente: Elaboración propia

Para viabilizar la propuesta se propone cambios normativos (ver anexo 6).

1.2. Propuesta 2: Respecto a fijar un porcentaje de participación de las RER

La norma actual señala: “El Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los

años del primer quinquenio⁴³”. El resultado hasta la fecha no es el mejor, por ello se propone lo siguiente:

- La creación de una estrategia nacional para el cumplimiento de los objetivos trazados a través de la política nacional de energía aprobada por D.S. N° 064-2010-EM, la estrategia estará a cargo del Minem. Además, el ministerio será el encargado de presentar reportes anuales, cuyo contenido permitirá reformular la estrategia en caso no se logre los objetivos trazados.
- Se plantea como objetivos de política nacional lo siguiente:
 - o Al 2022 el 8 %, al 2026 el 12 % y al 2030 no menor al 20 % de la matriz energética del Perú esté conformada por electricidad generada a partir de RER.

Para viabilizar la propuesta se propone cambios normativos (ver anexo 7).

2. Propuestas 3 y 4: Mejora en el mercado libre y regulado

2.1. Propuesta 3: Respecto al mercado regulado

Actualmente, la ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica señala a la licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica para el mercado regulado. Este aseguramiento se realizará mediante licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados. Para incrementar la participación de las RER se propone implementar “estándares de cartera renovable” bajo el siguiente esquema.

Tabla 12. Propuesta de cambio respecto a implementar estándares de cartera renovable

Exigencia legal	Cuotas RER	Mecanismos de incumplimiento
Las empresas distribuidoras que comercializa energía eléctrica deberán acreditar que una cantidad de energía equivalente a un determinado porcentaje de sus ventas de energía en cada año calendario haya sido comercializada a partir de generación que utiliza fuentes de energía renovables no convencionales, propia o contratada. El porcentaje será aprobado por el Minem y deberá incrementarse de forma gradual hasta llegar a una meta al 2030.	Adecuar objetivos por cada tecnología y porcentaje de participación. (cuotas para energía solar, eólica)	Adecuar mecanismos de incumpliendo a las exigencias legales, como penalidades e inclusive resoluciones contractuales.
	Los requerimientos de demanda se abastecen según la tecnología RER de menor costo	

Fuente: Elaboración propia

Para viabilizar la propuesta se propone cambios normativos (ver anexo 8).

⁴³ Decreto Legislativo N° 1002. Art. 2.

2.2.Propuesta 4: Respetto al mercado libre

a. Potencia firme

En la definición de potencia firme definición contenida en el D. Leg. N° 25844 anexo 12⁴⁴ prevalece un criterio de seguridad y garantía de entrega de potencia al usuario, según este criterio la energía eólica y solar no generan esa garantía; sin embargo, del análisis realizado, se considera que sí lo cumplen. Por ello, es necesario asignarles una potencia firme bajo el siguiente esquema.

Tabla 13. Propuesta de cambio respecto a potencia firme

Potencia firme	
Nivel de seguridad	Cálculo de la potencia firme
Resultados eólica: a 60 m de altura se alcanza en promedio de 10 m/s todo el año.	Potencia y energía disponible de las centrales eólicas se calcularan mediante simulaciones de un año con vientos de 10 m/s a 60 m de altura, con una probabilidad de ocurrencia determinada por el COES. Las simulaciones tendrán como objetivo minimizar el máximo requerimiento térmico durante el período simulado. La determinación del factor de Planta corresponde al COES para ello tomará en cuenta los resultados históricos anuales de las plantas de generación eólica.
Resultado solar: 7 horas promedio (horas pico diario) durante todo el año.	Potencia y energía disponible de las centrales solares se calcularan mediante simulaciones de un año con 7 horas pico diario, con probabilidad de ocurrencia determinada por el COES. Las simulaciones tendrán como objetivo minimizar el máximo requerimiento térmico ⁴⁵ durante el período simulado. La determinación del factor de Planta corresponde al COES para ello tomará en cuenta los resultados históricos anuales de las plantas de generación solar.

Fuente: Elaboración propia

Para viabilizar la propuesta se propone cambios normativos (ver anexo 9).

3. Propuesta 5: Mejora a la política

3.1. Política energética en la planificación de las líneas de transmisión

El Perú tiene un gran potencial energético de energías renovables no convencionales, por el norte del país existe gran potencia de energía solar y eólica, por sur existe gran potencial de energía

⁴⁴ Potencia firme es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo con lo que defina el reglamento.

⁴⁵ Intervalo de máximo requerimiento térmico: Es la semana del año en que en presencia de un año seco resulta máxima la generación térmica necesaria para abastecer la demanda (reglamento del mercado de potencia firme).

geotérmica, solar y eólica y en la amazonia del Perú está demostrado que existe potencial de energía solar y de biomasa. Pero en el Perú se ha desarrollado un centralismo energético que permitió que el 80 % de las generadoras eléctricas están ubicadas en el centro, cuando en el resto del Perú existe un gran potencial para el desarrollo de las energías renovables no convencionales. Si bien el sistema tiene robustez para transportar la energía, también lo es que su planificación centralista a discriminado por años el acceso a las energías renovables no convencionales, al no tomar en cuenta dentro de su planeamiento los lugares o locaciones geográficos de gran potencial energético de las RER. Estas limitaciones disuaden al inversionista y generan desabastecimiento energético en el norte del país, por ello para viabilizar la propuesta se propone cambios normativos en la política y regulación contenidas en el anexo 10 del presente trabajo.

4. Revisión de casuística internacional que refuerza las propuestas

4.1. Respecto a los hallazgos encontrados en el mercado mayorista - externalidades

En la generación eléctrica el estado utiliza 2 mecanismos para mitigar la contaminación ambiental, por un lado, a través de Mecanismos de Desarrollo limpio (MDL), por otro lado, la promoción de las RER. Sin embargo, estos mecanismos no permiten que los generadores frente a la externalidad negativa que producen se responsabilicen de sus costos frente a la sociedad. En la casuística internacional existe un instrumento de política que permite que los costos producidos por las externalidades negativas en actividades contaminantes sean interiorizados por el agente causante y es colocando un precio al carbono: en la actualidad existen principalmente 2 tipos: i) Impuesto al carbono, ii) Régimen de comercio de derechos de emisión. Ambos tipos están presentes según el Banco Mundial al 2019 en 46 países y 31 jurisdicciones subnacionales. Además, según el informe anual State and Trends of Carbon Pricing del 2017 el valor de los dos tipos de fijación de precio al carbono alcanzó los USD 52,000 millones. Cabe resaltar que estos datos corresponden a todas las actividades que producen externalidades en contra del medio ambiente no solamente en la generación eléctrica. Asimismo, en América Latina solo México, Chile, Argentina y Colombia lo tienen implementado.

4.1.1. Impuesto al carbono o impuesto a las emisiones

El estado a través de su regulador o ministerio correspondiente establece una tasa que debe reflejar el daño marginal generado por la actividad privada. Esto hace que los agentes que generan emisiones contaminantes estudien y comparen el impuesto a pagar por unidad de emisión con los costos en los que debe incurrir para evitar una unidad adicional de contaminación. Es decir, si el impuesto es mayor al costo unitario, se preferirá reducir emisiones, mediante recambio

tecnológico o mejoras en la eficiencia económica⁴⁶. Países como Australia, Francia, India, Irlanda, Portugal, Noruega, Japón entre otros lo tienen implementado, la casuística internacional comparte algunas desventajas:

Tabla 14. Ventajas y desventajas del impuesto al carbono

Desventajas	Ventajas
i) Pérdida de competitividad económica respecto a otros países en donde no existe tal impuesto, ii) dificultades para implementar el impuesto, tanto al momento de saber que tasa, como al momento de cobrar, iii) No provee certidumbre sobre la reducción de emisiones.	i) Genera recaudación importante, ii) Permite a los gobiernos cumplir con los compromisos internacionales, ii) Genera un incentivo para reducir las emisiones.

Fuente: Elaboración propia

4.1.2. Régimen de comercio de derechos de emisión

Imponen límites de cantidad sobre el comportamiento de los emisores, obligando a éstos a reducir sus emisiones de GEI sólo en la cuantía impuesta por la regulación. La carga financiera para los emisores, por lo tanto, es menor que bajo un instrumento de precio (un impuesto), pues bajo un régimen de comercio de derechos de emisión las empresas deben incurrir en costos de mitigación sólo en la cuantía que excede el nivel de emisiones permitido, mientras que bajo un impuesto las firmas deben pagar por cada una de las unidades de GEI que emiten⁴⁷. La Unión europea, China, Nueva Zelanda; mercados regionales de EE. UU. lo tienen implementado. La casuística internacional propone algunas desventajas y ventajas.

Tabla 15. Ventajas y desventajas del Régimen de comercio de derechos de emisión

Desventajas	Ventajas
i) No permite alcanzar resultados óptimos, pues al forzar a todas las firmas a efectuar esfuerzos de reducción de emisiones similares sin considerar sus diferentes costos de mitigación no suelen lograr la igualación de costos marginales y, por lo tanto, no suelen minimizar los costos totales de mitigación. ⁴⁸ ii) Generar pocos incentivos para la innovación una vez que se han alcanzado los objetivos fijados por el regulador, iii) No generan ingresos fiscales.	i) Permiten a las autoridades ambientales ejercer control directo sobre el resultado ambiental que se quiere alcanzar, a expensas de dejar inciertos los costos totales de mitigación, ii) Se basa en pronósticos de emisiones futuras.

Fuente: Elaboración propia

⁴⁶ Examen de instrumentos económicos para la fijación de precios al carbono: revisión de experiencias nacionales y regionales y estudios de caso / Roberto G. Aiello, Alberto Levy, Adrien Vogt-Schilb, Hernán Carlino, Verónica Gutman, Marcelo Iezzi, Micaela Carlino, BID 2018. Pág. 40.

⁴⁷ ⁴⁷ Examen de instrumentos económicos para la fijación de precios al carbono: revisión de experiencias nacionales y regionales y estudios de caso / Roberto G. Aiello, Alberto Levy, Adrien Vogt-Schilb, Hernán Carlino, Verónica Gutman, Marcelo Iezzi, Micaela Carlino, BID 2018. Pág. 39.

⁴⁸ Examen de instrumentos económicos para la fijación de precios al carbono: revisión de experiencias nacionales y regionales y estudios de caso / Roberto G. Aiello, Alberto Levy, Adrien Vogt-Schilb, Hernán Carlino, Verónica Gutman, Marcelo Iezzi, Micaela Carlino, BID 2018. Pág. 40.

Un gran primer paso para impulsar instrumentos de precio de carbono es contar con un sistema confiable y preciso de información sobre las emisiones de GEI, no solo en el sector eléctrico, sino en sectores contaminantes como transportes, minería entre otros.

El Perú no cuenta con un sistema confiable. Nuestra propuesta busca interiorizar los costos del agente que causa la externalidad, a través de ello, generar una recomposición del parque óptimo de generación eléctrica considerando la interiorización de las externalidades, agregando un costo social al valor de los costos variables de generación ya existentes a todos los tipos de generación eléctrica, esto busca principalmente que el despacho de energía se alinea con la política energética nacional y sea más eficiente, es decir, además de contemplar la eficiencia económica en el mercado mayorista, también se permita interiorizar los costos asociados a las externalidades producidas en la generación eléctrica.

4.2. Respecto a los hallazgos encontrados en el mercado Libre – Potencia Firme

Algunos países incluidos el Perú regulan la Potencia firme en las RER, recordemos que en el Perú, hasta antes del 2013 la Ley de concesiones eléctricas señalaba que la potencia firme de la tecnología solar y eólica era “cero” (artículo 110 inciso g), desde 2013 se modificó ese criterio señalando que para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la potencia firme se determinaría conforme al procedimiento que el COES realizaría, ese procedimiento nunca llegó a darse. La casuística internacional nos indica que algunos países regulan la Potencia Firme sobre las RER, a continuación, algunos ejemplos:

Tabla 16. Potencia firme en Colombia

Descripción		Procedimiento
<p>Le energía firme para el cargo por confiabilidad diaria para centrales eólicas y solares varía entre 100% y 95% de su probabilidad de excedencia.</p> <p>La probabilidad de excedencia se calcula sobre la generación diaria (KWh7día), es decir se calcula todos los días.</p>		<p>Se viabiliza a través de subasta de obligación de energía firme, este monto subastado corresponde a la demanda objetivo. Quién se hace con el monto subastado, asume una obligación de generar la energía durante el período de vigencia de la obligación asumida a través de la subasta (horas, días, meses).</p> <p>Las subastas se realizan durante el primer semestre de cada año.</p>
DATOS ADICIONALES	<p>La Energía Firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC) se define como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.</p>	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17. Potencia firme en EE. UU. (MISO - Midcontinent Independent System Operator)

Descripción		Procedimiento
<p>Para medir el aporte a la suficiencia de centrales eólicas y solares se utiliza el indicador Effective Load Carrying Capability (ELCC)⁴⁹, para la generación agregada.</p> <p>Para cuantificar el aporte por central, se utiliza el factor de planta promedio de las horas punta de cada año (este promedio se calcula para el horizonte 2005, hasta el año de evaluación)</p>		Estas empresas que atienden a clientes finales están obligadas a atender su demanda con recursos propios o con capacidad adquirida
DATOS ADICIONALES	<ul style="list-style-type: none"> - Los datos a considerar comprenden desde el 2005 hasta el año de evaluación. - El ELCC se calcula considerando todas las horas del año. 	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 18. Potencia firme en Irlanda

Descripción		Procedimiento
<p>El Wind Capacity Credit (WVC) es el aporte por suficiencia de las eólicas y el indicador que utilizan para calcularlo es el Equivalent Convention Plant (ECP)⁵⁰.</p> <p>A la demanda total se le resta la generación eólica. Debido a la introducción de la generación eólica disminuye la suficiencia con la que opera el sistema.</p>		Mensualmente las centrales reciben un pago por capacidad. El pago total está definido administrativamente
DATOS ADICIONALES	<ul style="list-style-type: none"> - Un año de información. - Se determina la capacidad de una central convencional que hay que agregar al sistema para obtener el mismo estándar que se obtiene al introducir la generación eólica. 	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 19. Potencia firme en Francia

Descripción	Procedimiento
<p>La potencia de suficiencia (Ps) se calcula a partir de la generación máxima histórica y una coeficiencia que depende de cada tecnología ($P_s = ? C \times P_{max}$)</p> <p>Los coeficientes estimados se basan en medir el aporte a la suficiencia de las distintas tecnologías utilizando el indicador ECP. Los coeficientes son:</p>	Las centrales solares y eólicas pueden participar del Mercado de Capacidad y después del año de evaluación, se compensan las diferencias entre la capacidad certificada y la capacidad efectiva en las horas de medición.

⁴⁹ El indicador ELCC, la suficiencia que aporta una central corresponde a la demanda adicional que se puede agregar al sistema, manteniendo el mismo nivel de suficiencia que tenía antes de que entrara en operación la central en evaluación. (Potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles, fcfm – Universidad de Chile – Centro de Energía - 2017)

⁵⁰ Utilizando esta metodología, la potencia de suficiencia del recurso renovable variable se calcula determinando la potencia equivalente de una central de referencia con la cual se satisface la misma demanda y manteniendo el mismo nivel de suficiencia. (Potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles, fcfm – Universidad de Chile – Centro de Energía - 2017)

Descripción		Procedimiento
Hidroelectricidad = 85%, Eólica = 70%, Solar = 25%.		Alternativamente, y para evitar la reliquidación de fin de años, las centrales no despachables pueden optar por un mecanismo de remuneración que no tiene este riesgo.
DATOS ADICIONALES	<ul style="list-style-type: none"> - Se utiliza la mayor cantidad de datos históricos (depende de tecnología) para estimar el indicador ECP. - Diez horas diarias durante el periodo de mayor probabilidad de pérdida de carga (horas de aporte de suficiencia) 	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 20. Potencia firme en EE. UU. CAISO

Descripción		Procedimiento
La contribución que las centrales eólicas y solares realizan mensualmente al requerimiento sistémico se cuantifica utilizando la potencia que las centrales son capaces de suministrar con una probabilidad de excedencia de 70% en las horas de demanda máxima.		-
DATOS ADICIONALES	La hora de aporte de suficiencia están acordes con las horas de demanda máxima para cuantificar el aporte a la suficiencia son las siguientes: Enero-marzo, Nov-Diciembre: entre las 4 y 9 pm Abril-Octubre: entre las 1 y 6 pm.	

Fuente: Elaboración propia

El reconocimiento de potencia firme en los países señalados fue un gran aporte en la regulación energética de cada país, que represento una mayor presencia de la generación RER en la matriz energético de cada país, así en Colombia a finales del 2019 cuenta con el 1% de presencia de generación RER en su matriz energética, nada mal para un país que su primera subasta RER la realizó en febrero del 2019. Por otro lado, EE. UU. actualmente cuenta con 18% de presencia de generación RER en su matriz energética, Irlanda con el 30.1% y Francia con el 19.9%.

4.3. Respecto a los hallazgos encontrados en el mercado libre – estándares de cartera renovable

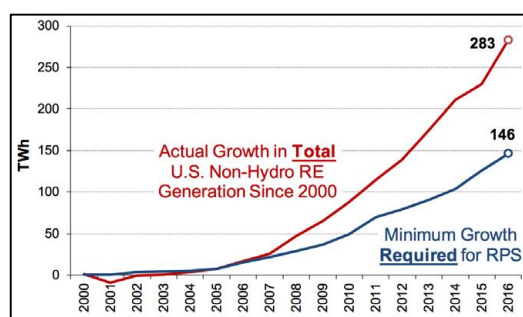
El trabajo propone incluir estándares de cartera renovable como un mecanismo adicional de promoción de las RER. No obstante, en el mundo existen diferentes países que desde la década de 1970 se han planteado diferentes objetivos de presencia de energía renovable en su matriz energética, una herramienta para cumplir con los objetivos trazados es la aplicación y uso de estándares de cartera renovable. Veamos algunos ejemplos internacionales.

4.3.1. Estados Unidos

En Estados Unidos los estándares de cartera renovable se implementaron desde la década de los ochenta, al 2017 están presentes en 29 estados y un distrito que es Columbia, y se aplican al 56% del total de ventas minoristas de electricidad, ello a contribuido a aproximadamente el 50% del

crecimiento total de la generación de RER en los Estados Unidos⁵¹. Una clave del éxito de los estándares de cartera renovable en Estados Unidos fue el hecho de que los objetivos trazados inicialmente fueron aumentado paulatinamente, por ejemplo, el estado de Hawai tiene como objetivo que para el 2040 el 75% de su electricidad sea generada a través de RER y para el 2045 sea el 100%. Otro estado con gran influencia es California que tiene como objetivo que para el 2030 el 50% y para el 2045 el 100% de su electricidad sea generada a través de RER todo ello aplicando estándares de cartera renovable, Nueva Jersey estableció estándares de cartera renovable para el 50% de electricidad renovable mediante 2030, y Connecticut establece un nuevo requisito del 40% por el mismo año. Según un estudio de la National Laboratory of The U.S. Department of Energy – NREL, como resultado del uso de los estándares de cartera renovable en los Estados Unidos el crecimiento total de energía renovable en realidad excedió los objetivos trazados a través de los estándares de cartera renovable, debido a las adquisiciones corporativas voluntarias y los mercados de energía verde, las compras de servicios públicos de energía renovable basadas en decisiones económicas y los requisitos de los estándares de cartera renovable que las entidades obligadas excedieron.

Grafico 23. Crecimiento en la generación renovable no hidroeléctrica de 2000 a 2016



Fuente: International Best Practices for Renewable Portfolio Standard (RPS) Policies. 2019.

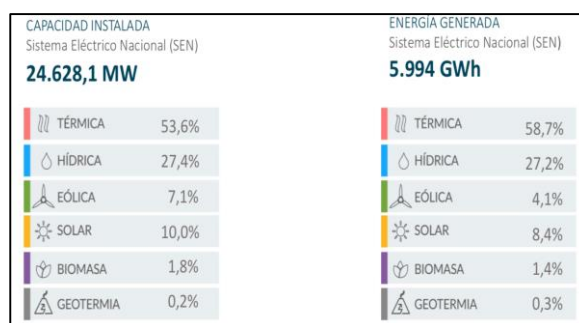
4.3.2. Chile

Es otro país excepcional en lo concerniente al uso de estándares de cartera renovable ya que inicialmente el 2006 se introdujo un objetivo de política energética, y es que se requirió que las empresas de servicios públicos obtuvieran el 5% de su electricidad a través de las RER para el año 2014, mas un 0.5% adicional por año a partir de esa fecha, tanto así, que sostienen que al

⁵¹ Jenny Heeter, Bethany Speer, and Mark B. Glick. *International Best Practices for Renewable Portfolio Standard (RPS) Policies*. 2019. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-72798.

2024 llegaría al 10%. Sin embargo, este objetivo inicial producto de los buenos resultados, se cambió el año 2013 al requerir que las empresas de servicios públicos obtengan el 20% de su energía a través de RER para el 2020. (Chile invirtió US\$ 4,5 mil millones en la industria de energía limpia en los últimos cinco años, el tercero después de Brasil (US\$ 70 mil millones) y México (US\$ 5,8 mil millones) en América Latina)⁵². Ello trajo como consecuencia que al 2019, la presencia de las RER en la matriz energética chilena llegue al 14,5%.

Grafico 24. Capacidad instalada y energía generada 2018 en Chile.



Fuente: Asociación De Generadoras de Chile 2019.

4.3.3. México

México mantiene vigente desde el 2012 la Ley General de Cambio Climático que tiene objetivo generar energía limpia con énfasis en fuentes renovables, como parte del cumplimiento de estos objetivos el 2013 se establecieron objetivos agresivos de generación RER; para el 2018 el 25% de la matriz energética debería ser generada a través de RER, para el 2021 debería ser el 30% Y PARA EL 2024 EL 35%. Para el cumplimiento de los Objetivos trazados México introdujo estándares de cartera renovable bajo la siguiente estructura: Por un lado, existen una exigencia legal para los grandes consumidores y entidades de servicio de carga para comprar certificados de energía limpia que representan un megavatio-hora de energía generada sin combustible fósil en el mercado mayorista. Los certificados se pueden comprar a través de 3 modalidades: i) Por separado de la electricidad en el mercado mayorista, iii) Junto con la electricidad contratada a largo plazo y iii) a través de subastas de RER. A partir de la exigencia legal sobre los grandes consumidores y las entidades de servicio de carga, a junio de 2017 México cuenta con 20.82% de la generación total de electricidad.

⁵² Banco Interamericano de Desarrollo (BID). 2012. Climatescope 2012: Evaluación del Clima para la Inversión Climática en América Latina y el Caribe. BID, Washington, DC.

4.3.4. China

Al igual que los otros países nombrados, China parte de determinar objetivos claros de presencia de RER en la matriz energética, el 2016 China aprobó el 13^a Plan Quinquenal de desarrollo de RER 2016-2020 con objetivos claros como de presencia de RER en la matriz energética, 15% al 2020 y al 20% al 2030. Para el cumplimiento de estos objetivos China introduce el 2018 el uso de estándares de cartera renovable bajo la siguiente figura. Primero generan certificados de energía renovable (REC) para que las redes eléctricas estatales determinarán un precio de REC de reemplazo y las entidades pueden comprar REC de reemplazo para compensar cualquier deficiencia en su obligación. Si no se cumple el mandato, el gobierno puede retrasar la aprobación de la nueva capacidad de combustible fósil, o puede reducir la capacidad aprobada. Para las compañías minoristas de electricidad que no cumplen, su poder comercial en el mercado puede reducirse o cancelarse al año siguiente. La exigencia legal se basa en un porcentaje de los megavatios-hora de producción renovable en comparación con las ventas totales de electricidad. Según este cambio, todas las entidades del mercado en la misma provincia tienen el mismo objetivo. Los objetivos de 2018 promedian 9.4% y los objetivos de 2020 promedian 12.2%.

4.4. Respecto a los hallazgos encontrados en la planificación de las líneas de transmisión

Nuestro aporte consiste en consideren las zonas de gran potencial RER en la planificación de las Líneas de Transmisión, esto permitiría descentralizar la producción de energía y que las regiones aprovechen toda la energía proveniente de los proyectos renovables satisfaciendo su propia demanda. Ante ello, la casuística internacional nos demuestra que la planificación de las líneas de transmisión es fundamental para el éxito del desarrollo de las RER en la matriz energética de cada país, ya que instrumentos como los estándares de cartera renovable, incluir objetivos agresivos de crecimiento de las RER deben considerar una mayor capacidad de transmisión. Más aun si los recursos RER están lejos a la demanda o no están conectados a la red de transmisión, ello podría generar que la energía no sea entregada y los objetivos trazados no serán cumplidos. Un ejemplo claro es el producido en Texas (Estados Unidos), país como lo comentamos, es precursor en regulaciones energéticas renovables desde los años ochenta. En Texas se creó la denominado “Zona competitiva de energía renovable” que incluye una nueva planificación de transmisión a través de nuevos proyectos de transmisión, que ayudaría a transmitir más de 18,000 MW de energía eólica desde la parte occidental del estado a la parte oriental.

De acuerdo con Cochran et al. (2012) y Lee, Flores-Espino y Hurlbut (2017), los componentes clave de un proceso de zona de energía renovable incluyen:

- Delegar la autoridad de planificación a una institución centralizada: el objetivo aquí es garantizar que una institución tenga autoridad de planificación para racionalizar el proceso de planificación. Esta organización líder puede supervisar la planificación y ser responsable de su finalización. Se pueden establecer grupos de trabajo separados para identificar zonas apropiadas y modelar opciones de expansión de transmisión.
- Permitir la participación del público en la ubicación de la transmisión: incluso cuando una institución lidera el proceso de planificación, es importante involucrar a las partes interesadas durante todo el proceso. Involucrar al público puede proporcionar información sobre qué ubicaciones podrían estar disponibles para el desarrollo de la transmisión.
- Alinear la planificación de escalas de tiempo para el desarrollo de la generación y la transmisión: los proyectos de energía renovable se pueden desarrollar en unos pocos años, mientras que la construcción de una nueva transmisión generalmente lleva 10 o más años, de principio a fin. Como resultado, los proyectos de energía renovable pueden desarrollarse, pero estar limitados por la capacidad de transmisión existente. Al acelerar el desarrollo de la transmisión, los proyectos de energía renovable y el tiempo de capacidad de transmisión se pueden alinear.

4.5. Respecto a los hallazgos encontrados en los porcentajes de participación fijados.

Nuestra política energética carece de objetivos claros para el desarrollo de las RER, solo basta recurrir al D. Leg. N° 1002, Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, al señalar que el Minem establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el 5% en cada uno de los años del primer quinquenio. El 2013 se cumplió el primer quinquenio, el 2018 se cumplió el segundo quinquenio y hasta ahora no tenemos nuevos objetivos claros. La casuística internacional nos demuestra que, para permitir una transición exitosa al uso de energía renovable, los objetivos deben estar respaldados por políticas estables, a largo plazo y confiables. Estos objetivos proporcionan una importante señal de alto nivel de compromiso con los ciudadanos, los inversores y otras partes interesadas. Por ello actualmente mas de 100 países a nivel mundial mantienen objetivos claros, por ejemplo.

Tabla 21. Objetivos de energía renovable en la generación de electricidad, 2018.

País	Progreso	Objetivo
Argentina	2%	12% para 2019 16% para 2021 18% para 2023 20% para 2025
Bolivia	-	79% para 2030
Chile	18%	20% para 2025
Colombia	-	100% para 2050
Brasil		23% para 2030
Costa Rica	98.6%	100% para 2030
México		25% para 2018 30% para 2021 35% para 2024
EE. UU.	18%	No hay objetivo como país, pero si como estados
Alemania	34.4%	45% para 2025 65% para 2030 80% para 2050
Francia	19.9%	40% para 2030
España	36.3%	39% para 2020
China	26.4%	35% para 2030
Perú	5%	5% para el 2013 (no hay nuevos objetivos)

Fuente: Renewables 2019 Global Status Report - REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)

Conclusiones y recomendaciones

1. Conclusiones

El análisis del trabajo comprendió tres sectores: el mercado mayorista, el mercado libre y regulado y la planificación de las líneas de transmisión.

- Respecto al mercado mayorista, está claro que el COES utiliza básicamente dos criterios para el despacho de energía, por un lado, utiliza un criterio económico que le permite dar preferencia de despacho a las generadoras que tienen costos variables más bajos, y por otro lado, el COES utiliza la combinación más eficiente de centrales eléctricas para abastecer la demanda, es decir, contar con un parque generador óptimo.

Sin embargo, dada la transición energética hacia el uso de energías limpias, es necesario integrar un concepto adicional a los anteriores, y es valorizar las externalidades negativas y sumar ese costo social al cálculo de los costos variables. En consecuencia, como los costos variables son como consecuencia directa de la generación de energía, se incluye un costo adicional a todas las formas de generación, que es el costo social. De esta manera, es posible dotar de un parque generador con una nueva asignación del mercado. Además, está justificada la regulación del Estado aplicando políticas y marcos regulatorios que permitan mitigar las externalidades negativas. Es la nueva forma de entender los criterios de competitividad y eficiencia en el sector eléctrico.

- Respecto al porcentaje de participación de las RER: El art. 2° del D.L. N° 1002, Ley para Promover la Generación de Electricidad con Energías Renovables señala que el Minem establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER. Tal porcentaje objetivo será hasta el 5 % en cada uno de los años del primer quinquenio; sin embargo, como se ha analizado desde el 2008 hasta la fecha nunca se llegó al 5 % de participación, además el Minem nunca estableció un nuevo porcentaje de participación por el siguiente quinquenio, y no trabajó el Plan Nacional RER al que estaba obligado, todo ello representa una barrera que impide generar mayor participación de las RER en el mercado eléctrico. Por ello, contar con metas incrementales de cumplimiento bajo responsabilidad y la creación de una estrategia nacional de uso de las energías renovables permiten gestionar los avances y medir los objetivos trazados. Todo ello permitiría seguir la línea de estudio de Paul M. Romer y William

D. Nordhaus, respecto a integrar al cambio climático en el análisis macroeconómico e incorporar las innovaciones tecnológicas al mismo. Es decir, los ganadores del Premio Nobel 2018 sostienen que si se quiere ser sostenible a largo plazo, debe tener en cuenta el cambio climático y la innovación tecnológica, lo que guarda consistencia con el presente trabajo.

- Respecto al mercado regulado, la participación de las RER en el mercado regulado está limitada a las 4 subastas realizadas desde el 2008 en el marco de promoción de uso de las RER⁵³; sin embargo, no pueden participar en las subastas realizadas por los distribuidores para contratar el suministro de energía ni en los contratos bilaterales con los generadores; básicamente porque estos contratos de suministro deben garantizar un requerimiento de potencia y energía como mínimo de 24 meses, según la ley de concesiones eléctricas. Esto claramente genera una barrea para el desarrollo de las RER que impide una transición energética, por ello el implementar “estándares de cartera renovable”, y que a través de ella se exija legalmente que las empresas distribuidoras puedan acreditar una cantidad de energía equivalente a un determinado porcentaje de sus ventas de energía en cada año calendario haya sido comercializada a partir de generación, que utiliza fuentes de energía renovables no convencionales, propias o contratadas, permitirá asegurar una mayor participación de las RER en el mercado eléctrico nacional.
- Respecto al mercado libre, quizá la barrera más trascendental en el desarrollo de las RER es el no reconocimiento de potencia firme hasta el momento, que no le permite participar en el mercado libre ni en las subastas, ni en los contratos bilaterales que realizan los distribuidores. Este reconocimiento les permitirá competir en igualdad de condiciones con las tecnologías convencionales y trasladar los beneficios de la competencia a los consumidores libres y regulados. Los resultados obtenidos en las centrales RER que actualmente operan en el SEIN permiten acreditar que la generación RER cuenta con un nivel de seguridad y garantía, que es el concepto primordial de potencia firme, además permite evidenciar que el factor de planta de las eólicas es del 50 % y de la energía solar es de 30 %. Ello evidencia que es posible calcular su potencia firme; pueden garantizar la entrega de una cantidad de energía en el año.
- Respecto de la planificación de las líneas de transmisión, la Ley N° 28832 introdujo la planificación del Sistema de Transmisión con el objetivo de expandir la red, para ello es necesario contar con el plan de transmisión (elaborado cada 2 años) y el plan de inversiones

⁵³ Cabe precisar que en la tercera subasta realizada el año 2013, no se incluyó a las tecnologías RER propiamente dichas, solo participaron las Mini Hidro.

(elaborado cada 4 años). Sin embargo, no existen criterios de desconcentrar (preponderancia en el centro del país) las líneas de transmisión hacia el sur y norte del país. Por ello, tomar en cuenta dentro del planeamiento de las líneas de transmisión los lugares o locaciones geográficas de gran potencia energética de las RER contribuiría a desconcentrar las líneas de transmisión y permitiría el crecimiento de las RER.

2. Recomendaciones

- a. La creación de la estrategia nacional de uso de energías renovables no solo permitirá contar con un documento de gestión para el desarrollo y crecimiento de las RER en el Perú, sino también de una estructura institucional y funcional dirigida por el Minem, quien será el encargado de hacer cumplir la Política Nacional Energética al 2040. La estrategia nacional deberá contener un análisis de la situación actual de las RER para plantear los objetivos y líneas de acción que se señala a continuación:

Tabla 22. Objetivos y líneas de acción de la estrategia nacional de uso de las RER

Objetivos	Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética, que representen al 2022 el 8 %, al 2026 el 12 % y al 2030 no menos del 20 % de la matriz energética del Perú respectivamente.
Líneas de acción	Valorización de las externalidades negativas
	Reconocimiento de potencia firme
	Implementar estándares de cartera renovable
	Actualizar la planificación de las líneas de transmisión

Fuente: Elaboración propia

La estrategia nacional de usos de las RER deberá implementar un sistema de monitoreo y seguimiento que involucra la creación de una fuente de datos, un marco de monitoreo, un plan de acción, evaluación y publicación de las actividades anualmente.

- b. El COES deberá implementar un procedimiento técnico para el cálculo de los costos sociales asociados a las externalidades negativas de producción de energía, con el objeto de “Determinar el contenido, oportunidad y modo de presentación y actualización de la información y documentación que deben entregar al COES los participantes generadores, y precisar la metodología que debe utilizar el COES para el cálculo de los costos sociales asociados a las externalidades negativas de las unidades de generación con base en dicha información y documentación”⁵⁴. Se siguen las mejores prácticas del mercado internacional.

⁵⁴ Procedimiento 31 “cálculo de los costos variables de las unidades de generación”. COES

Bibliografía

Batlle, Carlos. Evaluación del marco normativo e institucional del Perú para la promoción de energía eléctrica a partir de recursos renovables / Carlos Batlle, Luiz Barroso, Carlos Echevarría. 2012.

COES (2015). Informe COES/DP-01-2015 “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2017 2026”.

COES (2015). Informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2017 – 2026 Informe COES/DP-01-2015. COES febrero 2015.

COES—SINAC (2015). Estudio de la Máxima Capacidad de Generación No Convencional (Eólica y Solar Fotovoltaica) a ser Instalada en el SEIN (CMGNC) para el 2018. Informe de presentación de resultados.

Dammert Lira, Alfredo (2010). *Generación eléctrica con energías renovables no convencionales: el mecanismo de subastas*.

Dammert Lira, Alfredo; García Carpio, Raúl; Molinelli Aristondo, Fiorella (2013). Regulación y supervisión del sector eléctrico. Segunda reimpresión: marzo de 2013.

Energiminas, Revista de Energía-Minería (julio 2018). “Wayra I, la planta eólica más grande del Perú, se pone en funcionamiento en Ica”. <<https://www.energiminas.com/wayra-i-la-planta-eolica-mas-grande-del-peru-se-pone-en-funcionamiento-en-ica/>>.

Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. (2018). Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación con información al 31 de marzo de 2018.

Foro Regional Ica (2013). Eficiencia y nuevas tecnologías en los sistemas eléctrico, parques eólicos en Marcona. Parque eólico Marcona SRL y Parque eólico Tres Hermanas S.A.C.

Gamio Aita, Pedro (2012). *Matriz energética en el Perú y energías renovables, energía en el Perú: ¿hacia dónde vamos?*

García Carpio, Raúl; Nario Lazo, Tatiana y Pérez – Reyes Espejo, Raúl (2011). Externalidades en generación eléctrica y su impacto en la composición del parque generador óptimo. Documento de Trabajo No 28, preparado por la Oficina de Estudios Económicos (OEE) Osinergmin.

International Renewable Energy Agency [Irena] Irena (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*., International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi: Irena.

Irena (2016). *Análisis del mercado de energías renovables: América Latina*. Abu Dabi: Irena.

Irena (2016). *The true cost of fossil fuels: saving on the externalities of air pollution and climate change*.

Irena (2018), *Renewable Power Generation Costs in 2017*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Irena (2018). *Renewables 2018 global status report*.

Irena (s.f.). Avanzando en la transición mundial hacia la energía renovable, Puntos destacados del reporte de REN21 sobre la situación mundial de las energías renovables 2017 en perspectiva.

Irena (s.f.). *Renewables 2018 global status report*. International Renewable Energy Agency (Irena).

IRENA, IEA and REN21 (2018), 'Renewable Energy Policies in a Time of Transition'. IRENA, OECD/IEA and REN21.

Luecke, Andrea (2011). V Foro de Competitividad en las Américas, para el Banco Interamericano de Desarrollo y el Compete Caribbean: Las mejores prácticas en la promoción y el uso de las energías renovables en América Latina y el Caribe.

Marco Regulatorio de Electricidad; Acceso al Mercado de Contratos de Centrales Renovables Eólicas y Solares. Luis Flores Alvarado, Responsable de Asuntos Regulatorios Generación Enel Perú.

Ministerio de Energía y Minas [Minem] (2016). SBCC-05/PROSEMER-MINEN Estudio par aprovechamiento eólico con fines energéticos y actualización del Atlas eólico del Perú. Informe final.

Minem (2017). Anuario ejecutivo de electricidad 2016. Dirección General de Electricidad y Dirección De Estudios y Promoción Eléctrica Ministerio de Energía y Minas.

Navarro, José. "El Perú tiene una franja costera envidiable, en relación con las 4,400 horas equivalentes o más que pueden tener ustedes aquí, solo queda decir que su capacidad es espectacular". REVE (Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico, España del 4 diciembre 2014) <<https://www.evwind.com/2014/12/04/energia-eolica-podria-exportarse/>>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinerghmin] (2018). División de Supervisión de Electricidad, Osinerghmin (marzo 2018). Supervisión de contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica. Fichas técnicas de centrales solares y parques eólicos.

Organización Latinoamericana de Energía [Olade] (2013). Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Perú, Victorio Oxilia Dávalos Secretario Ejecutivo de la Olade.

Osinerghmin (2015). Informe N° 068-2015-GART, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria Osinerghmin Problemática de la Suficiencia y Adecuación de la Generación Propuesta de Solución. Lima, febrero de 2015.

Osinerghmin (2016-2017). La Industria de la Electricidad en el Perú, 25 años de aportes al crecimiento económico del país. Lima, Perú.

Osinerghmin (2016). Reporte de análisis económico sectorial electricidad – Las energías renovables en el mundo Año 5 – N° 8 – Octubre 2016.

Osinerghmin (2017). Boletín Anual 2016 de operación del sector Eléctrico, Osinerghmin agosto 2017.

Osinerghmin (2017). *Políticas regulatorias aplicadas a los sectores de energía y minería*, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Osinerghmin (2018). Reporte semestral de monitoreo del mercado eléctrico segundo semestre de 2017 Año 6 – N° 10 – junio 2018.

Osinerghmin (s.f.). Revisión del Marco regulatorio del sector eléctrico peruano SBCC-10 Prosemer – Osinerghmin diciembre de 2016. Cambridge Economic Policy Associates Lrd (CEPA) y Negocios Globales Inteligentes (NEGLI).

Pulgar Vidal, Manuel (2016). El Acuerdo de París: El largo proceso hacia el éxito. Rol, retos y oportunidades para el Perú. Autor: Manuel Pulgar-Vidal, Marzo 2016.

REN21, (2017). Subastas de Energía Renovable y Proyectos Ciudadanos Participativos: América Latina y el Caribe (París: Secretaría de REN21).

Renewable portfolio standard Benefit/cost-analysis Social welfare GHG emissions Electricity generation Sustainable energy. Omid M.Rouhani, Debbie Niemeier, H. Oliver Gao, Germà Bel, 2016.

Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología [Senamhi] (2003). Atlas de energía solar del Perú. Disponible en: <<http://dger.minem.gob.pe/atlassolar/>>.

Supervisión De Contratos De Proyectos De Generación Y Transmisión De Energía Eléctrica En Operación, División de Supervisión de Electricidad, Osinerghmin enero 2018.

Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo y Carlo Vilches (Editores) (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Osinerghmin. Lima, Perú.

Vásquez Cordano, Arturo; Tamayo, Jesús; Vilches, Carlo y Edison Chaves (2016). *La Regulación del Sector de Energía. Documento de Trabajo No 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico*. Lima: Osinerghmin.

Vásquez, Arturo; Tamayo, Jesús y Julio Salvador (Editores) (2017). *La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático*. Lima: Osinerghmin.

Anexos

Anexo 1. Marco normativo e institucional

1. Marco normativo

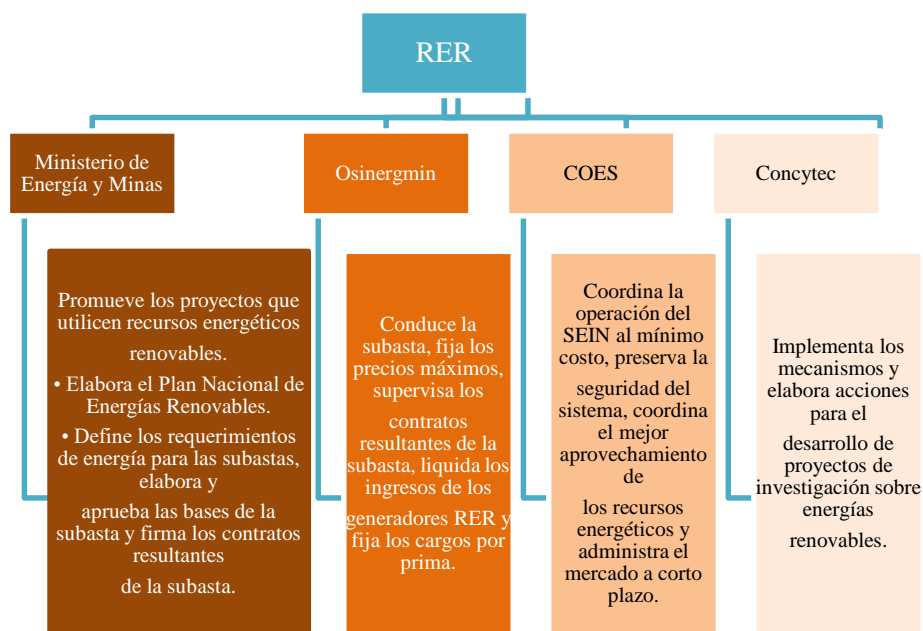
Marco Normativo de las Energías Renovables

Política Energética Nacional	- El Decreto Supremo N° Decreto Supremo N° 064-2010-EM
Normas Generales	- El Decreto Legislativo N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento que crea el mercado eléctrico y establece su arreglo institucional.
	- La ley N° 28832, ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, busca perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, promueve licitaciones y contratos y establece el marco legal para la transmisión.
Normas Específicas	- D.L. N° 1002 (2008-05-02): Ley para Promover la Generación de Electricidad con Energías Renovables
	- Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
	- Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM/DM - Plan de Acceso Universal a la Energía.
Procedimientos específicos	- Resolución N° 200-2009-OS/CD: procedimiento sobre hibridación de instalaciones para generación RER.
	- Resolución N° 001-2010-OS/CD: procedimiento de cálculo de prima para la generación RER.
	- Procedimiento Técnico del COES N°20: procedimiento sobre el ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN - COES.
	- Resolución N° 289-2010-OS/CD: procedimiento sobre cálculo de la energía dejada de inyectar por causas ajenas al generador RER

2. Marco institucional

El marco institucional está conformado de la siguiente manera:

Instituciones vinculadas a los RER



Fuente: Elaboración propia

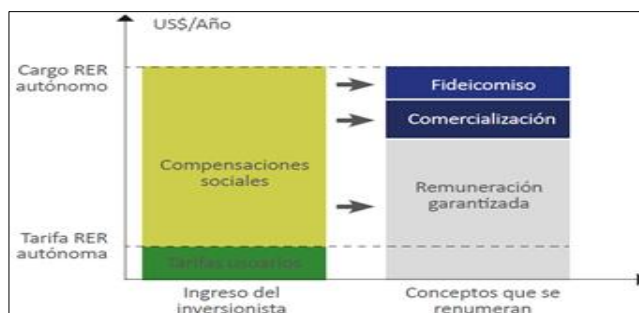
Anexo 2. Tipos de subasta RER

Tipos de subastas RER

Subastas RER On-Grid: Se realizan para adjudicar proyectos que estén conectados directamente a la red del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN. El Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, es la norma que regula este tipo de subastas, a través de la cual el Ministerio de Energía y Minas establece cada 5 años un porcentaje objetivo de participación de RER en la producción eléctrica nacional, todo ello, bajo el enfoque de competencia por el mercado, es decir el ministerio establece un precio máximo que los postores lo desconocen. Estos en un sobre cerrado presentan sus propuestas, las cuales son ordenadas de menor a mayor y se descartan las que excedan el precio máximo establecido por el ministerio.

Posteriormente se adjudican las ofertas de menor precio hasta cubrir la energía requerida. “Una vez adjudicados los proyectos y estos inicien operaciones, los ingresos provienen de la energía producida a los Costos Marginales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN, en caso dichos costos resulten menores que la tarifa adjudicada, recibirán una compensación o prima mediante un proceso de liquidación de ingresos efectuado por Osinergmin. Esta prima es financiada por todos los usuarios eléctricos mediante un cargo en el peaje de conexión a la red de transmisión. El plazo de vigencia de la tarifa de adjudicación es de 20 años” (Osinergmin 2017: 104).

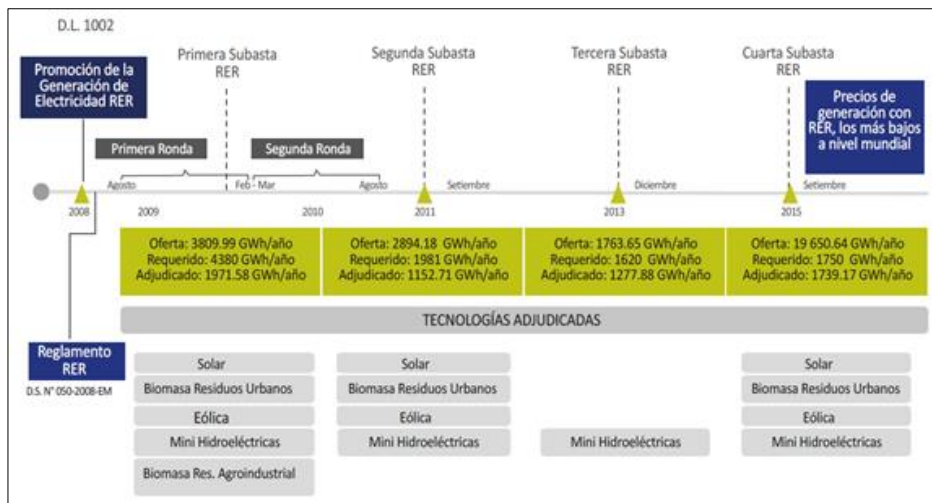
Esquema de liquidación de ingresos



Fuente: MEM y Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin

En 10 años de vigencia del Decreto Legislativo N° 1002 ley promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energía Renovables, y 8 años del Decreto Supremo N° 064-2010-EM, que aprueba la Política Energética Nacional del Perú, se realizaron 4 subastas para generar energía a través de las RER. Adjudicándose 64 proyectos equivalentes a 1274 MW, por ello, el Perú al 2018, tiene en operación comercial en el SEIN 35 centrales RER en operación que incluyen 18 centrales hidráulicas, 3 centrales de biogás (San Jacinto de 21,7 MW, Huaycoloro de 3.4 MW y La Gringa de 3,2 MW), siete centrales solares (280,5 MW), cinco parques eólicos (371,15 MW) y una planta de biomasa (21,71 MW, San Jacinto). Además, se cuenta con otras dos centrales de RER que no perciben ingresos por la prima RER: la Central de Biomasa Maple Etanol y la Central Hidroeléctrica Pías.

Línea de tiempo de los procesos de subastas RER

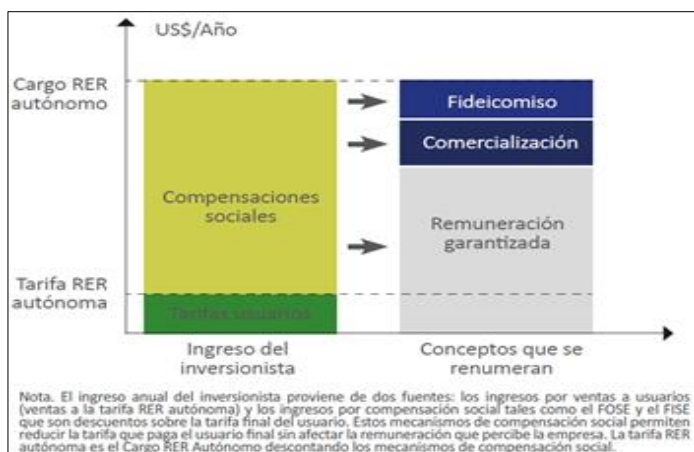


Fuente: MEM y Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin

Subastas RER Off-Grid: “Se realizan para adjudicar proyectos autónomos, es decir, independientes de la red eléctrica. El Ministerio de Energía y Minas es quien define cada subasta teniendo en cuenta, al igual que las subastas RER On-Grid, las políticas del país, según el plan de Acceso Universal a la Energía. Para el cumplimiento de este tipo de subasta, se aprobó el Decreto Supremo N° 020-2013-EM, con la finalidad de promover la generación de electricidad con energías renovables en áreas no conectadas. Para las subastas, el MEM define la cantidad mínima de instalaciones de RER autónomas requeridas y los respectivos objetivos porcentuales de cobertura prevista para cada área.

El inversionista en este tipo de subasta recupera a través de la venta de la energía producida a los usuarios y por compensaciones sociales como el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) y Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Solo se ha llevado un proceso de subasta de este tipo” (Osinergmin 2017: 104).

Liquidación de ingresos off-grid



Fuente: MEM y Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin

La evolución de los precios obtenidos en las subastas RER podemos señalar que respecto a las Subastas RER On-Grid, los resultados más competitivos fueron alcanzados en la cuarta subasta al obtener 43,1 US\$/MW.h. Resultados incluso más competitivos que los alcanzados en México con 47,7 US\$/MW.h y en Chile con 47.5 US\$/MW.h. Por otro lado, los sistemas fotovoltaicos han reducido sus precios desde 221 US\$/MW.h a 48 US\$/MW.h en seis años. Asimismo, en el caso de los proyectos eólicos, el precio se ha reducido a 38 US\$/MW.h frente a los 80 US\$/MW.h registrados en la primera subasta (Osinergrmin s.f.: 110).

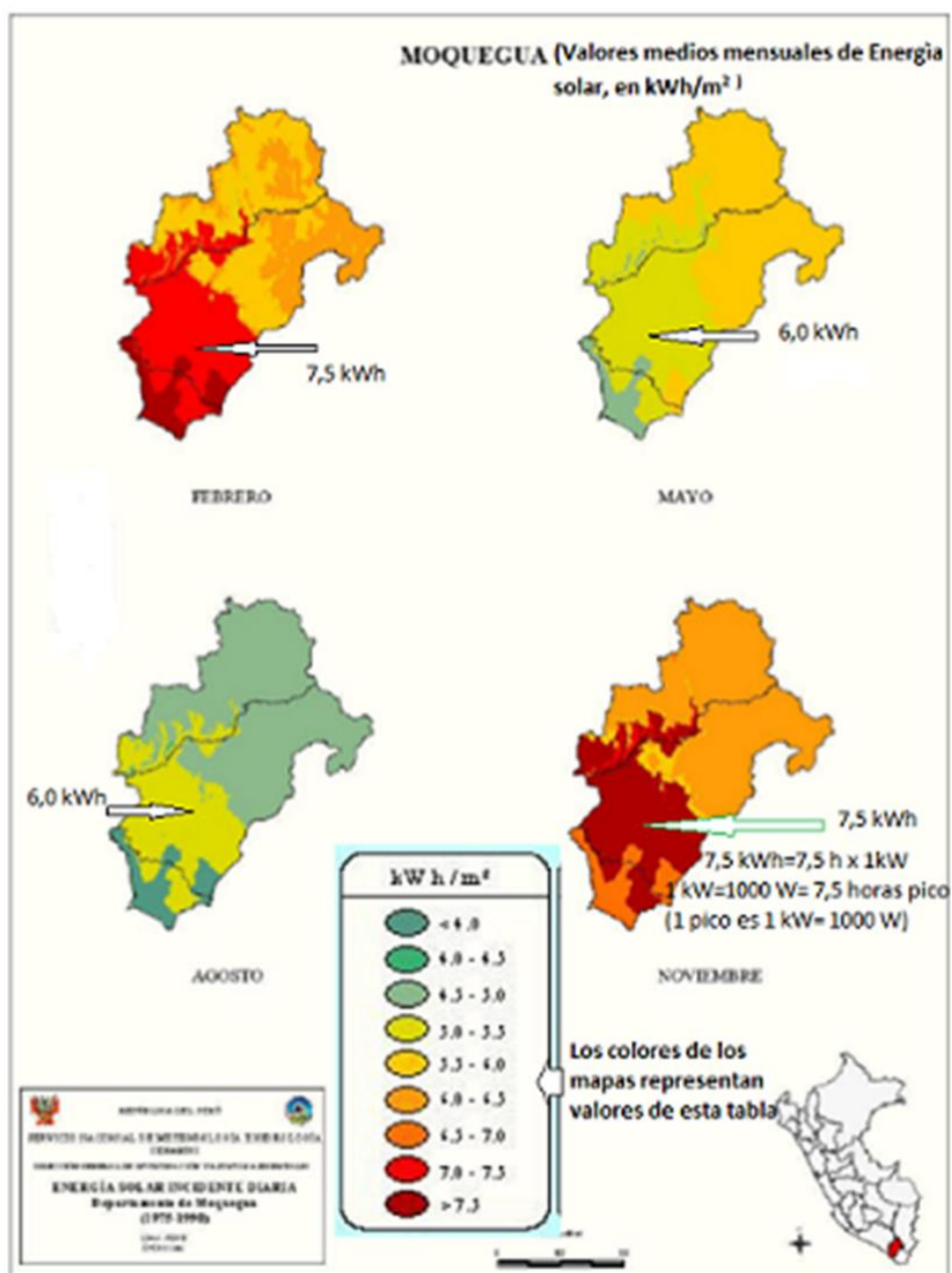
Características técnicas y económicas de los proyectos RER adjudicados

Tecnología	Proyecto	Potencia central (MW)	Precio monómico (USD/MWh)	Fecha subasta	Inversión estimada (MM USD)
Biomasa	Paramonga	23.0	52.00	2009	31.0
	Huaycoloro	4.4	110.00	2009	10.5
	La Gringa V	2.0	99.90	2011	5.6
	El Callao	2.0	77.00	2016	-
	Huaycoloro II	2.0	77.00	2016	-
Eólica	Marcona	32.0	65.50	2009	43.6
	Cupisnique	80.0	85.00	2009	242.4
	Talara	30.0	87.00	2009	101.2
	Tres Hermanas	90.0	69.00	2011	180.0
	Parque Nazca	126.0	37.83	2016	-
	Huambos	18.0	36.84	2016	-
	Duna	18.0	37.49	2016	-
	Panamericana	20.0	215.00	2009	94.6
	Majes	20.0	222.50	2009	73.6
Solar	Repartición	20.0	225.00	2009	73.5
	Tacna	20.0	223.00	2009	9.6
	Moquegua	16.0	119.90	2011	43.0
	Rubí	144.5	47.98	2016	-
	Intipampa	40.0	48.50	2016	-
	17 plantas	179.7	~60.00	2009	285.1
Mini Hidro	7 plantas	102.0	~53.60	2011	227.6
	15 plantas	204.7	~56.50	2013	450.3
	6 plantas	79.7	~220.68	2016	-
Total		64	1273.96		1956.6

Fuente: MEM y Osinergrmin. Elaboración: GPAE-Osinergrmin

Respecto a las subastas RER Off-Grid, el año 2013, se ejecutó la primera y única subasta de este tipo, a través de Sistemas Fotovoltaicos por vivienda rural para suministro de energía a áreas no conectadas a la red, el proyecto fue adjudicado a Ergon Perú SAC, busca instalar 450 mil sistemas fotovoltaicos equivalentes a 50 MW de capacidad, con una remuneración anual de US\$ 28,5 millones, ello cubre la inversión y los costos de operación y mantenimiento por 15 años.

Anexo 3. Valores medios mensuales de energía solar en kW.h/m²



Fuente: Atlas de Energía Solar del Senamhi. 2003. Las flechas y anotaciones superpuestas son del autor.

Anexo 4. Licitaciones de largo plazo y empresas distribuidoras

Año	Nombre licitación	Plazo del contrato	Fecha de licitación	Distribuidor	Capacidad (% demanda requerida a licitar)
2009	Licitación EDELNOR ED-01-2009-LP	8 años (2014 – 2021)	14.04.2010	Edelnor Luz del Sur Ede Cañete Electro Sur Este Seal Electropuno Electrosur	1,212.849 MW (100 %)
	Licitación EDELNOR ED-02-2009-LP	10 años (2014 – 2025)	14.04.2010	Edelnor Luz Del Sur Electro Sur Este Seal Electropuno Electrosur	662.255 MW (100 %)
	Licitación EDELNOR ED-03-2009-LP	12 años (2014 – 2025)	14.04.2010 (primera)	Edelnor Luz Del Sur Electro Sur Este Seal Electropuno Electrosur	649.889 MW (100 %)
			02.09.2010 (segunda)	Edelnor Luz Del Sur Seal	30,833 MW
	Licitación DISTRILUZ	10 años (2013 – 2022)	14.04.2010 (primera)	Enosa Ensa Hidrandina Electrocentro Coel Visa C	465.110 MW (95 %)
			02.09.2010 (segunda)	Enosa Ensa Hidrandina Electrocentro Coel Visa C	93.028 MW (100 %)
2010	Licitación LDS-01-2010-LP	10 años (2010 – 2023)	18.11.2010	Luz Del Sur Edelnor Ede Cañete Electro Oriente Electrodunas	576,002 MW (100 %) Ofertas excedía el 20 % de la demanda
	Licitación Electro Oriente Aislado	14 años (2013 – 2027)	14.04.2010	Edelnor Luz Del Sur Ede Cañete Electro Sur Este Seal Electropuno Electrosur	1,212.849 MW (100 %)
	Licitación ELD-01-2010-LP	4 años 11 meses (2014 – 2018)	21.02.2011	Electrodunas	29,890 MW (100 %) Ofertas excedía el 20 % de la demanda
2011	Licitación LDS-01-2011-LP	10 años (2018 – 2027)	15.12.2011 (primera)	Luz Del Sur Edelnor Ede Cañete	356,004 MW (No cubre el 100 %)
			01.06.2012 (segunda)	Luz Del Sur Edelnor Ede Cañete	32,000 MW (100 %)
2012	Licitación EDN-01-2012-LP	12 años (2016 – 2027)	17.12.2012	Edelnor	160,800 MW (100 %)
2015	Licitación ED-01-2015-LP	10 años (2022 – 2031)	21.12.2015	Edelnor Luz Del Sur	300,000 MW (100 %)

Anexo 5. Transición energética mundial hacia las RER

1. Costos competitivos de las tecnologías RER

Durante los últimos 3 años, los países a nivel internacional desarrollaron una serie de licitaciones para integrar en su matriz energética a las RER, el resultado es claramente alentador para los próximos años. El resultado más llamativo es el de la subasta realizada en México, donde se adjudicó proyectos a un costo de US\$ 17 por MW.h.

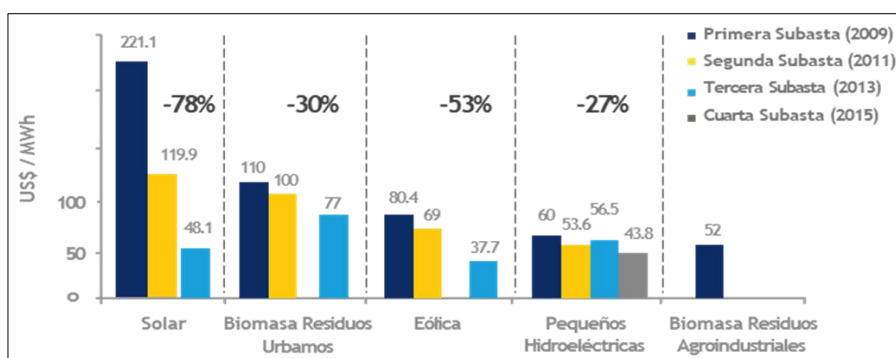
Costos competitivos en diferentes subastas a nivel mundial



Fuente: Información de Energías Renovables en Perú ENEL – Marzo-18

Pero que sucede en nuestro país, que al cierre del 2017 la producción de energía a través de RER represento el 2,7 % del SEIN, sin necesidad de ir muy lejos países como Chile o Colombia proyectan que para el 2025 la producción de energía a través de RER llegara al 25 % de su matriz energética, acaso no tomamos en cuenta que el Perú produce cerca de 68 millones de toneladas de CO₂ producidas anualmente⁵⁵. Nuestro país no es ajeno a los resultados, pues los precios en las primeras subastas llegaron a US\$ 221,1 por MW.h, sin embargo, durante las últimas subastas el precio de adjudicación bajo hasta llegar a los US\$ 38 por MW.h

Precios resultantes de las subastas



Fuente: Osinergmin

⁵⁵ Según el Global Carbon Atlas, el Perú se ubica en el puesto 50 entre los 220 países que más emiten estas partículas, según el Global Carbon Atlas. En Sudamérica, Ecuador (66), Bolivia (87), Uruguay (116) y Paraguay (124), se encuentran ubicados en una posición más sana dentro de esta lista.

EL año 2018 fue presentado el último estudio sobre los costos de generación RER durante el 2017, El estudio elaborado por la International Renewable Energy Agency señala como sus principales conclusiones lo siguiente:

- a. Tres conductores principales de reducción de costes han surgido para la energía renovable: 1) las mejoras tecnológicas (ejemplo turbinas eólicas más grandes con mayores áreas barridas cosechan más electricidad desde el mismo recurso). 2) la adquisición competitiva; y 3) una gran base de experimentados, promotores de proyectos internacionalmente activos. La confluencia de estos factores está volviendo cada vez más reducciones de costos para las energías renovables, con efectos que no hará sino crecer en magnitud en el año 2018 y más allá.
- b. En muchas partes del mundo, las tecnologías de energía renovable ofrecen ahora la fuente de menor costo de la nueva generación de energía. En el pasado, por lo general, no había un marco que ofrece apoyo financiero directo, a menudo adaptados a las tecnologías individuales (por ejemplo, la energía solar fotovoltaica). Ahora esto está siendo reemplazado por un marco normativo e institucional favorable que prepara el escenario para la adquisición competitiva de generación de energía renovable para cumplir los objetivos de la energía, el medio ambiente y la política de desarrollo de un país.
- c. Los precios récord de baja de subasta para la energía solar fotovoltaica en 2016 y 2017 en Dubai, México, Perú, Chile, Abu Dhabi y Arabia Saudita han demostrado que un LCOE de USD 0,03 / kW.h es posible a partir de 2018 y más allá, en las condiciones adecuadas. Estos incluyen: un marco normativo e institucional favorable a las energías renovables; toma libre y de los países bajos riesgos; una base local de ingeniería civil fuerte; regímenes fiscales favorables; bajos costos de desarrollo de proyectos; y excelentes recursos solares. Del mismo modo, los resultados muy bajos de subasta para la energía eólica terrestre en países como Brasil, Canadá, Alemania, India, México y Marruecos han demostrado que la energía eólica terrestre es una de las fuentes más competitivas de nueva capacidad de generación. Para CSP y la energía eólica marina, 2016 y 2017 han sido años de ruptura, como resultados de todo el mundo han confirmado que se ha logrado un cambio en los costos y serán entregados en proyectos encargados en 2020 y más allá. De hecho, resultados de subastas en 2016 y 2017 sugieren que los proyectos encargados a partir de 2020 para ambas tecnologías podrían caer en el rango de USD 0,06 y USD 0,10 / kW.h.
- d. Los precios de subasta más bajos para la energía renovable reflejan un conjunto casi constante de los factores clave de competitividad. Estos incluyen: un marco normativo e institucional favorable; toma libre y de los países bajos riesgos; una base local de ingeniería civil fuerte; regímenes fiscales favorables; bajos costos de desarrollo de proyectos; y excelentes recursos.
- e. Electricidad a partir de fuentes renovables pronto será consistentemente más barato que en la mayoría de los combustibles fósiles. En 2020, se espera que todas las tecnologías de generación de energía renovables que son actualmente de uso comercial que caen dentro del rango de costo al horno de combustibles fósiles, con la mayoría en el extremo inferior o subvaloración de los combustibles fósiles.
- f. El análisis de las tendencias de proyectos y resultados de 2020 sugiere que los costos promedio para la energía eólica terrestre podrían caer desde USD 0,06 / kW.h en 2017 a USD 0,05 / kW.h en 2020. Los resultados de subastas recientes de la energía eólica marina desde 2016 y 2017 en Bélgica, Dinamarca, el Reino de los Países Bajos, Alemania y el Reino Unido sugieren que para los proyectos que se pondrán en marcha en el año 2020 y más allá, los costos podrían caer en el rango / kW.h USD 0,06 a USD 0,10. De hecho, en Alemania, dos proyectos que serán puestas en servicio en 2024 y uno en 2025 ganó con ofertas que no solicitaron un subsidio sobre las tasas de mercado. Una historia similar ha surgido para la CSP, donde un proyecto en el sur de Australia que se encargó a partir de 2020 tendrá un costo de USD 0,06 / kW.h, mientras que en Dubai, un proyecto que se pondrá en marcha a partir de 2022 en adelante tendrá un costo de USD 0,07 / kW.h.
- g. Las perspectivas para los costos de la electricidad solar y eólica para 2020 presagia los costos más bajos que se hayan visto para estas tecnologías modulares, que pueden ser desplegadas en todo el mundo. Basado en la última resultados de subastas sugieren que la energía solar

concentrada (CSP) y la eólica marina será suministrar electricidad a entre USD 0,06 y USD 0,10 / kW.h en 2020.

- h. La caída de los costos de energía renovables es señal de un verdadero cambio de paradigma en la competitividad de las diferentes opciones de generación de energía. Esto incluye la electricidad más barata a partir de renovables en su conjunto, así como los costos muy bajos que se están alcanzando desde la mejor energía solar fotovoltaica y proyectos eólicos en tierra.

2. Apoyo para el cumplimiento de los compromisos internacionales

Una situación que marca el desarrollo actual de las energías renovables es la planteada en la Cumbre One Planet realizada en Francia el mes de diciembre del 2017, donde el Banco Mundial que es el principal organismo mundial en brindar apoyo a los países en desarrollo para que alcancen y cumplan sus compromisos pactados en el Acuerdo de París. En la cumbre citada se anunció lo siguiente:

- El Grupo Banco Mundial después del 2019 dejara de financiar operaciones de explotación y producción de petróleo y gas.
- Grupo Banco Mundial tiene como meta para 2020 involucrar el 28% de su financiamiento a iniciativas vinculadas con el cambio climático, sobre todo incentivo de energía limpia.
- A partir del 2018, el Banco Mundial informará sobre las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de los proyectos de inversión que financia en sectores clave generadores de emisiones.
- El Banco Mundial aplicará un “precio sombra” para el carbono en los análisis económicos de todos los proyectos del Banco Internacional de Fomento (BIRF) y la Asociación Internacional de Fomento (AIF) dirigidos a sectores clave que generan gran volumen de emisiones.
- La Corporación Financiera Internacional invertirá hasta USD 325 millones en el Green Cornerstone Bond Fund, para crear así el fondo de bonos verdes más grande del mundo dedicado a los mercados emergentes. Dotado de USD 2000 millones. El fondo ya ha recibido suscripciones por más de USD 1000 millones.

3. Tratados internacionales

- Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible ONU, contiene 17 objetivos, el objetivo 7 es Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos tiene como metas que de aquí al 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas, además de aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias (ONU 2015).
- Acuerdo de París: 195 países establecieron acuerdos orientados a la mitigación de GEI y la necesidad de mantener el incremento de la temperatura global muy por debajo de los 2° C. se menciona a las RER como instrumento para reducir sus emisiones. También se concretizó el apoyo financiero por parte de los países desarrollados por US\$ 100 000 millones anuales como mínimo a partir de 2020; dicha suma serviría como apoyo financiero en la lucha contra el cambio climático de los países en desarrollo (Osinermin 2017).

Anexo 6. Cambios normativos para viabilizar la propuesta 1

Cambios normativos

Normas	Texto actual	Texto con cambios
Política nacional de energía 2010 - 2040	objetivo 1 el “Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética”	Incluir el siguiente lineamiento de cumplimiento del objetivo 1. - Valorización de las externalidades producidas en la generación eléctrica.
Procedimiento N° 1 del COES; “Programación de la Operación de corto plazo”	Objetivo: Establecer los criterios técnicos y la metodología para la elaboración de los programas de la operación de Corto Plazo de las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), considerando su gestión eficiente para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como garantizar la operación económica del SEIN preservando los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos por la normativa vigente.	Objetivo: Establecer los criterios técnicos y la metodología para la elaboración de los programas de la operación de Corto Plazo de las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), considerando su gestión eficiente para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como garantizar la operación económica del SEIN preservando los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y cuidado del medio ambiente establecidos por la normativa vigente. <u>Para preservar el cuidado al medio ambiente, las empresas deberán declarar y cuantificar la emisión de gases efecto invernadero (CO2), con la finalidad de cuantificar las externalidades negativas en la generación eléctrica.</u>
	ANEXO 2 METODOLOGÍA PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO. 1. PROGRAMACIÓN DE OPERACIÓN CORTO PLAZO El objetivo de la programación de la operación de Corto Plazo es determinar el menor costo total de operación del SEIN, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles. Lo cual implica que la referida programación considere la operación de Unidades de Generación, minimizando el costo incurrido en la generación incluido el Racionamiento, durante un periodo de tiempo determinado y considerando las Restricciones Operativas impuestas.	ANEXO 2 METODOLOGÍA PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO. 1. PROGRAMACIÓN DE OPERACIÓN CORTO PLAZO El objetivo de la programación de la operación de Corto Plazo es determinar el menor costo total de operación del SEIN, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y el cuidado al medio ambiente . Lo cual implica que la referida programación considere la operación de Unidades de Generación, minimizando el costo incurrido en la generación incluido el Racionamiento, durante un periodo de tiempo determinado y considerando las Restricciones Operativas impuestas.
	2. FORMULACIÓN DEL MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO PARA LA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO La función objetivo de dicho modelo debe permitir considerar los siguientes términos: 2.5. Otros costos que pudieran identificarse y resulten importantes de tenerse en cuenta. Por ejemplo: los costos de sólidos en suspensión y la retribución única al Estado por uso de agua (Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas).	2. FORMULACIÓN DEL MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO PARA LA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO La función objetivo de dicho modelo debe permitir considerar los siguientes términos: 1.5. Otros costos que pudieran identificarse y resulten importantes de tenerse en cuenta. Por ejemplo: los costos de sólidos en suspensión y la retribución única al Estado por uso de agua (Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas). 1.6. <u>Los costos asociados a las externalidades negativas producidas por la generación eléctrica, para ello los generadores quedan obligados a declarar y</u>

Normas	Texto actual	Texto con cambios
		<u>cuantificar la emisión de gases efecto invernadero (CO₂) en su producción.</u>
RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 245-2007-OS/CD	6.3 Información Referida al Monitoreo Ambiental Las empresas deben reportar al OSINERGMIN los resultados de las mediciones de los parámetros de emisiones y efluentes establecidos en la normatividad ambiental vigente, así como los establecidos en los instrumentos de gestión ambiental o autorización	6.3 Información Referida al Monitoreo Ambiental Las empresas deben reportar al OSINERGMIN los resultados de las mediciones de los parámetros de emisiones y efluentes establecidos en la normatividad ambiental vigente, así como los establecidos en los instrumentos de gestión ambiental o autorización. <u>6.4 Las empresas deben reportar al Osinergmin y al COES su declaración y cuantificación de emisiones de gases efecto invernadero (CO₂), conforme al procedimiento técnico para el cálculo de los costos sociales asociados a las externalidades negativas de producción de energía elaborado por el COES.</u>
Creación	El COES deberá implementar un procedimiento técnico para el cálculo de los costos sociales asociados a las externalidades negativas de producción de energía, con el objeto de “Determinar el contenido, oportunidad y modo de presentación y actualización de la información y documentación que deben entregar al COES los Participantes Generadores, y precisar la metodología que debe utilizar el COES para el cálculo de los Costos sociales asociados a las externalidades negativas de las Unidades de Generación con base en dicha información y documentación”	

Anexo 7. Cambios normativos para viabilizar la propuesta 2

Cambios normativos para viabilizar la propuesta

Norma	Texto actual	Texto con cambios
Política nacional de energía 2010 - 2040	objetivo 1: “Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética”	Objetivo 1; “Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética, <u>que representen al 2022 el 8%, al 2026 el 12% y al 2030 el 20% de la matriz energética del Perú respectivamente.</u>
Decreto Legislativo N° 1002	Artículo 2.- Declaratoria de interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad. 2.2. El Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los años del primer quinquenio.	Artículo 2.- Declaratoria de interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad. 2.2. El Ministerio de Energía y Minas <u>bajo responsabilidad dirigirá la estrategia nacional para el cumplimiento del objetivo N° 1 de la política Nacional Energética al 2040, aprobado por el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, para tal efecto, asume el compromiso de contar al 2022 con el 8%, al 2026 con el 12% y al 2030 con el 20% de participación en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas.</u> <u>En caso el objetivo trazado sea alcanzado con anticipación, el Ministerio de Energía y Minas establecerá un nuevo porcentaje objetivo, en ningún caso dicho porcentaje será menor al que haya sido cumplido.</u>
D.S N° 012-2011-EM	DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA	DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

Norma	Texto actual	Texto con cambios
Reglamento del Decreto Legislativo N° 1002	PRIMERA.- Porcentaje de Participación de Energía RER El porcentaje objetivo referido en el numeral 2.2 del artículo 2 de la Ley es establecido por el Ministerio con una anticipación no menor de seis (06) meses al inicio de cada período de cinco (05) años contados a partir de la vigencia de la Ley. Dicho porcentaje objetivo será no menor al que esté vigente.	PRIMERA.- Porcentaje de Participación de Energía RER <u>Los porcentajes señalados en el numeral 2.2 del artículo 2 de la Ley, será objeto de evaluación anual a través de reportes anuales de cumplimiento de la estrategia nacional para el cumplimiento del Objetivo N° 1 de la política Nacional Energética al 2040, aprobado por el Decreto Supremo N° 064-2010-EM.</u> <u>Los mencionados reportes anuales, deberán ser publicados bajo responsabilidad por el Ministerio de Energía y Minas el mes de enero de cada año.</u>
Creación	<u>La estrategia nacional del uso de las Energías Renovables, estará presidida por el Ministro de Energía y Minas, deberá dirigir la estrategia a desarrollar para el cumplimiento de los objetivos planteados en la Política Energética Nacional.</u>	

Anexo 8. Cambios normativos para viabilizar la propuesta 3

Cambios normativos para viabilizar la propuesta

Norma	Texto actual	Texto con cambios
Política nacional de energía 2010 - 2040	objetivo 1 el “Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética”	<u>Incluir el siguiente lineamiento de cumplimiento del objetivo 1.</u> <u>- Implementar estándares de cartera renovable en el mercado regulado de electricidad.</u>
Reglamento De La Ley De Promoción De La Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, D.S N° 012-2011-EM.	“Artículo 5.- Composición de la Energía Requerida. Para cada Subasta el Ministerio definirá el porcentaje de participación de cada tecnología RER en la Energía Requerida, considerando el Plan Nacional de Energías Renovables y/o alguno o la combinación de los siguientes aspectos -	“Artículo 5.- Composición de la Energía Requerida Para cada Subasta el Ministerio definirá el porcentaje de participación de cada tecnología RER en la Energía Requerida, <u>considerando la meta establecida en el objetivo 1 del Plan Nacional de Energías 2010 – 2040, Renovables y alguno o la combinación de los siguientes aspectos...</u> ” <u>Agregar el inciso d) al artículo 4. Energía Requerida.</u> <u>D) El abastecimiento de la energía deberá priorizar la energía generada en la región cuya demanda se pretenda satisfacer.</u>
Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad. Decreto Supremo N° 052-2007-EM	Artículo 14 - Precio Máximo para la Adjudicación. El OSINERGMIN verificará que no se admitan Ofertas que superen el precio máximo, con excepción de aquellas Ofertas referidas a proyectos hidroeléctricos que, no obstante estar originariamente por encima del precio máximo, dejan de superarlo al aplicarse el factor de descuento a que se refiere el numeral 4.6 del artículo 4 de la Ley N° 28832. El precio máximo será hecho público y registrado en acta solo en caso de que no	<u>Agregar el inciso i) al artículo 7. Contenido de las Bases.</u> <u>i) El porcentaje objetivo a cumplir de participación de energía generada a través de las RER.</u> Artículo 14 - Precio Máximo para la Adjudicación. El OSINERGMIN verificará que no se admitan Ofertas que superen el precio máximo, con excepción de aquellas Ofertas referidas a proyectos hidroeléctricos <u>y de generación RER</u> que, no obstante estar originariamente por encima del precio máximo, dejan de superarlo al aplicarse el factor de descuento a que se refiere el numeral 4.6 del artículo 4 de la Ley N° 28832. El precio máximo será hecho público y registrado en acta solo en caso de que no hubiera Ofertas suficientes para cubrir el total de la

Norma	Texto actual	Texto con cambios
	hubiera Ofertas suficientes para cubrir el total de la demanda licitada y que al menos una de las Ofertas recibidas haya superado el precio máximo. Para estos efectos, se considerarán a las Ofertas referidas a proyectos hidroeléctricos que hayan superado el precio máximo luego de aplicado el factor de descuento.	demanda licitada y que al menos una de las Ofertas recibidas haya superado el precio máximo. Para estos efectos, se considerarán a las Ofertas referidas a proyectos hidroeléctricos y de generación RER que hayan superado el precio máximo luego de aplicado el factor de descuento.
Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica Ley N° 28832	<p>Artículo 4.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento.</p> <p>4.4 Es facultad de cada Distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.</p>	<p>Artículo 4.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento.</p> <p>4.4 Es facultad de cada Distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, <u>así como cumplir con la exigencia establecida en el inciso 4.7 del artículo 4° de esta norma. Además, cada distribuidor establece los plazos contractuales a licitar.</u> Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.</p>
	<p>Artículo 4.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento.</p> <p>4.6 En el proceso de otorgamiento de Buena Pro a las ofertas económicas correspondientes a proyectos hidroeléctricos, para efectos de la evaluación se les aplicará un factor de descuento, el mismo que será establecido en las Bases y determinado conforme lo establezca el Reglamento. Los postores ganadores con proyectos hidroeléctricos deberán presentar una garantía de ejecución de obras equivalente a un porcentaje de la valoración de la energía a suministrar durante el periodo contractual. Dicho porcentaje es definido por OSINERGMIN en cada Licitación. La mencionada garantía será devuelta a la entrada de operación comercial de la central hidroeléctrica.</p>	<p>Artículo 4.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento.</p> <p>4.6 En el proceso de otorgamiento de Buena Pro a las ofertas económicas correspondientes a proyectos hidroeléctricos <u>y proyectos RER,</u> para efectos de la evaluación se les aplicará un factor de descuento, el mismo que será establecido en las Bases y determinado conforme lo establezca el Reglamento. Los postores ganadores con proyectos hidroeléctricos y <u>proyectos RER</u> deberán presentar una garantía de ejecución de obras equivalente a un porcentaje de la valoración de la energía a suministrar durante el periodo contractual. Dicho porcentaje es definido por OSINERGMIN en cada Licitación. La mencionada garantía será devuelta a la entrada de operación comercial de la central hidroeléctrica <u>y RER.</u></p>
	<p>Artículo 4.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento.</p> <p>Insertar el inciso 4.7</p>	<p>Artículo 4.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento.</p> <p><u>4.7 Las empresas distribuidoras que comercializa energía eléctrica deberán acreditar que una cantidad de energía equivalente a un determinado porcentaje de sus ventas de energía en cada año calendario haya sido comercializada a partir de generación que utiliza fuentes de energía renovables no convencionales, propia o contratada. El porcentaje será aprobado por el Ministerio de Energía y Minas y deberá incrementarse de forma gradual hasta llegar a una meta al 2030.</u></p>
Creación	<u>La estrategia nacional del uso de las Energías Renovables, estará presidida por el Ministro de Energía y Minas, deberá dirigir la estrategia a desarrollar para el cumplimiento de los objetivos planteados en la Política Energética Nacional, para ello se encargará de implementar estándares de cartera renovable en el mercado regulado de electricidad.</u>	

Anexo 9. Cambios normativos para viabilizar la propuesta 4

Cambios normativos para viabilizar la propuesta

Norma	Texto actual	Texto con cambios
Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas Decreto Supremo N° 009-93-EM	Procedimiento Para Calcular Potencia Firme Artículo 110 "g) La Potencia Firme de las centrales RER se determina de la siguiente manera. ... III. Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme se determina conforme al procedimiento COES correspondiente".	Procedimiento Para Calcular Potencia Firme Artículo 110 "g) La Potencia Firme de las centrales RER se determina de la siguiente manera. ... <u>III. Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, se calcularán mediante simulaciones de un año con vientos de 10 m/s a 60 m de altura, con una probabilidad de ocurrencia determinada por el COES. Las simulaciones tendrán como objetivo minimizar el máximo requerimiento térmico durante el período simulado.</u> <u>Para centrales RER que utilizan tecnología solar, se calcularán mediante simulaciones de un año con 7 horas pico diario, con probabilidad de ocurrencia determinada por el COES. Las simulaciones tendrán como objetivo minimizar el máximo requerimiento térmico durante el período simulado.</u>
CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME Procedimiento 26 COES	8.6 POTENCIA FIRME PARA GENERACIÓN RER 8.6.3 La Potencia Firme de Centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz es igual a cero.	8.6 POTENCIA FIRME PARA GENERACIÓN RER <u>8.6.3 La potencia firme para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, se calcularán mediante simulaciones de un año con vientos de 10 m/s a 60 m de altura, con una probabilidad de ocurrencia determinada por el COES. Las simulaciones tendrán como objetivo minimizar el máximo requerimiento térmico durante el período simulado.</u> <u>Para centrales RER que utilizan tecnología solar, se calcularán mediante simulaciones de un año con 7 horas pico diario, con probabilidad de ocurrencia determinada por el COES. Las simulaciones tendrán como objetivo minimizar el máximo requerimiento térmico durante el período simulado.</u>
Creación	<u>El COES deberá adecuar el procedimiento para realizar las simulaciones, además deberá precisar los datos necesarios que contendrán las simulaciones y establecer la probabilidad de correnca de los promedios anuales por tipo de tecnología</u>	

Anexo 10. Cambios normativos para viabilizar la propuesta 5

Cambios normativos para viabilizar la propuesta

Norma	Texto actual	Texto con cambios
Política nacional de energía 2010 - 2040	objetivo 1 el “Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética”	<u>Incluir el siguiente lineamiento de cumplimiento del objetivo 1.</u> <u>- Implementar estándares de cartera renovable en el mercado regulado de electricidad.</u>
Reglamento de Transmisión Decreto Supremo N° 027-2007-EM,	Artículo 13.- Objetivos generales del Plan de Transmisión 13.1 Identificar las obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico y seguro de la energía eléctrica en bloque.	Artículo 13.- Objetivos generales del Plan de Transmisión 13.1 Identificar las obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico y seguro de la energía eléctrica, <u>priorizando el medio ambiente y descentralizado del territorio nacional.</u>
	Artículo 13.- Objetivos generales del Plan de Transmisión 13.6 Agregar	Artículo 13.- Objetivos generales del Plan de Transmisión <u>13.6 La definición de los trazados y emplazamientos de los nuevos sistemas de transmisión debe contemplar la ubicación de los recursos RER que permitan a las regiones aproveche toda la energía proveniente de los proyectos renovables satisfaciendo su propia demanda</u>
Reglamento De La Ley De Promoción De La Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables D.S N° 012-2011-EM	Artículo 5.- Composición de la Energía Requerida. Para cada Subasta el Ministerio definirá el porcentaje de participación de cada tecnología RER en la Energía Requerida, considerando el Plan Nacional de Energías Renovables y/o alguno o la combinación de los siguientes aspectos:	Artículo 5.- Composición de la Energía Requerida. Para cada Subasta el Ministerio definirá el porcentaje de participación de cada tecnología RER en la Energía Requerida, considerando <u>la meta establecida en el objetivo 1 del Plan Nacional de Energías 2010 – 2040, Renovables y alguno o la combinación de los siguientes aspectos...”</u>
	Artículo 5.- Composición de la Energía Requerida. Agregar el Inciso d)	Artículo 5.- Composición de la Energía Requerida. <u>d) El abastecimiento de la energía deberá priorizar la energía generada en la región cuya demanda se pretenda satisfacer.</u>